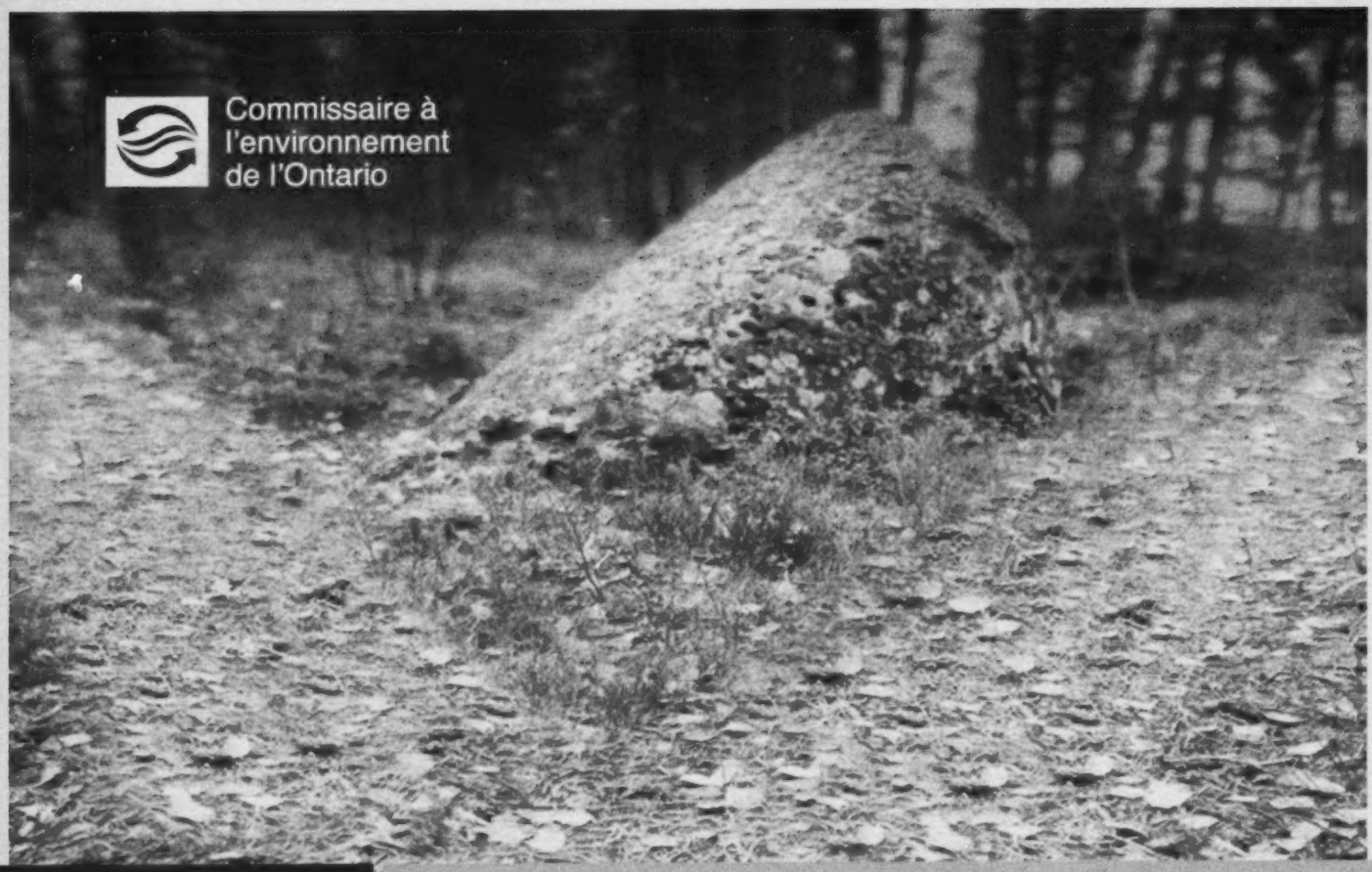


Commissaire à l'environnement de l'Ontario

RAPPORT ANNUEL SUR LES PROGRÈS LIÉS À L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

2014

Planifier pour économiser

LISTE DES ACRONYMES

CENO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CEO	Commissaire à l'environnement de l'Ontario
DEL	Diode émettrice de lumière
ÉE	Évaluation environnementale
ELD	Entreprise locale de distribution
GAD	Gestion axée sur la demande
GDE	Gestion de la demande et de l'économie
GES	Gaz à effet de serre
GTR	Grille tarifaire réglementée
GWh	Gigawattheure (un milliard ou 10^9 wattheures)
IEEMI	Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel
IRRP	Planification régionale intégrée des ressources
km	Kilomètre
kW	Kilowatt
KWCG	Kitchener-Waterloo-Cambridge-Guelph
kWh	Kilowattheure
m^3	Mètre cube
MEACC	Ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique
MTO	Ministère des Transports
MW	Mégawatt (un million ou 10^6 watts)
MWh	Mégawattheure (un million ou 10^6 wattheures)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
PELT	Plan énergétique à long terme
PHEO	Prix horaire de l'énergie en Ontario
PJ	Pétajoule (un billiard ou 10^{15} joules)
PREI	Plan pour le réseau d'électricité intégré
RGT	région du Grand Toronto
RIP	Plan d'infrastructure régional
SIERÉ	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
TRG	Tarif de rachat garanti
TWh	Térawattheure (un billion ou 10^{12} wattheures)
TWh/an	Térawattheure par année
VE	Véhicule électrique

Environmental
Commissioner
of Ontario

Commissaire à
l'environnement
de l'Ontario

Gord Miller, B.Sc., M.Sc.
Commissioner

Gord Miller, B.Sc., M.Sc.
Commissaire

Janvier 2015

L'honorable Dave Levac
Président de l'Assemblée législative de l'Ontario

Édifice de l'Assemblée législative, salle 180
Assemblée législative de l'Ontario
Province de l'Ontario
Queen's Park

M. le Président,

En vertu de l'article 58.1 de la *Charte des droits environnementaux de 1993*, je suis fier de vous présenter le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2014* du commissaire à l'environnement de l'Ontario pour que vous le remettiez à l'Assemblée législative de l'Ontario.

Le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2014* est ma revue indépendante des progrès du gouvernement de l'Ontario en matière d'économie d'énergie.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments distingués.

Gord Miller
Commissaire à l'environnement de l'Ontario

1075 Bay Street, Suite 605
Toronto, ON M5S 2B1
Tel: 416-325-3377
Fax: 416-325-3370
1-800-701-6454

1075, rue Bay, bureau 605
Toronto (Ontario) M5S 2B1
Tél. : 416-325-3377
Téléc. : 416-325-3370
1-800-701-6454

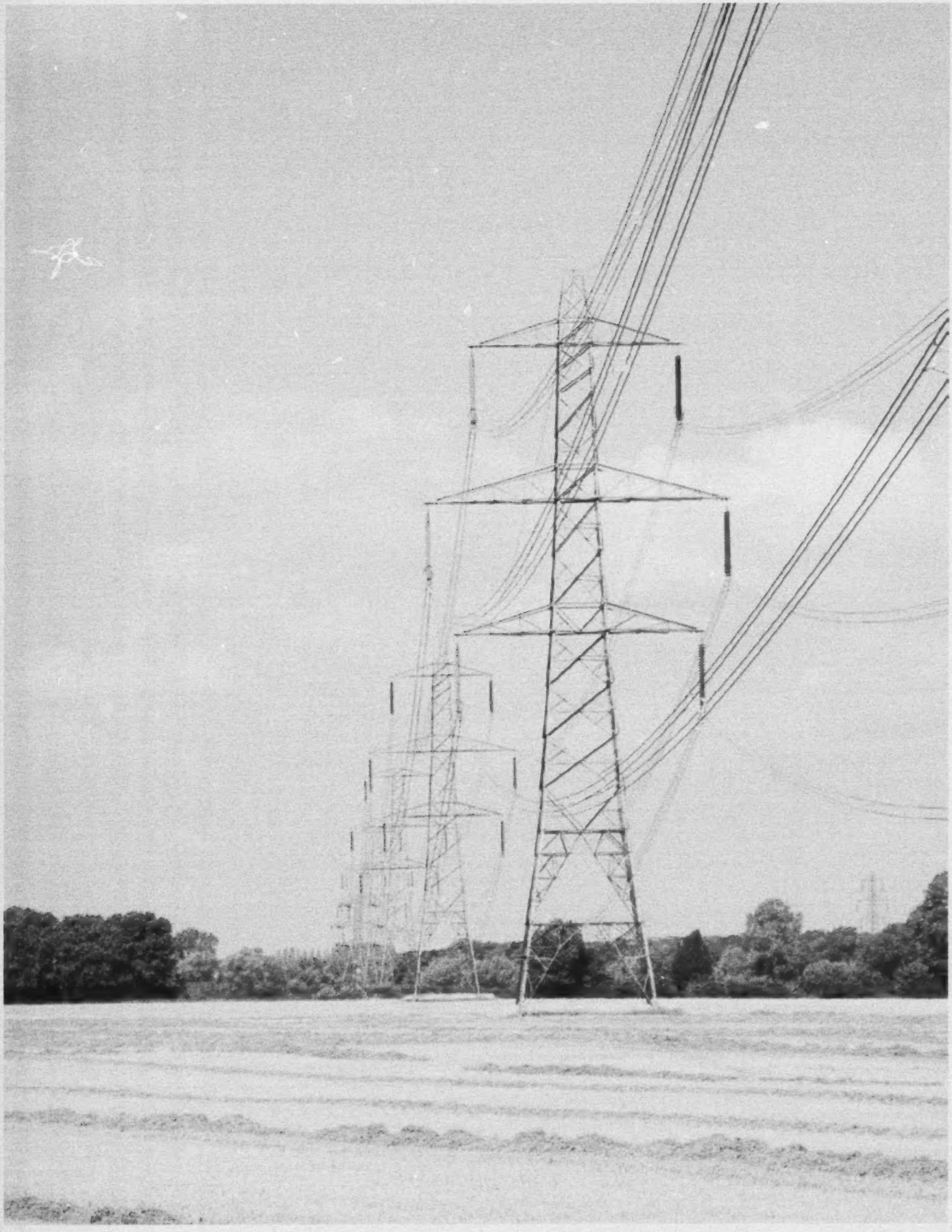


TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ 1

1 INTRODUCTION 13

1.1 Le mandat de déclaration du CEO ... 14
1.2 Résumé des activités de l'année pour chaque type d'énergie ... 16

2 AVANCÉES EN MATIÈRE DE POLITIQUES EN 2013 ET 2014 21

2.1 Donne-t-on la priorité à l'économie d'énergie? ... 22
2.2 Déterminer l'économie d'énergie réalisable en Ontario ... 28
2.3 Lutte de pouvoir en Ontario : parviendrons-nous à un équilibre? ... 33
2.4 Le nouveau cadre sur les programmes d'économie d'électricité pour la période 2015-2020 ... 45
2.5 Planification régionale de l'énergie ... 53
2.6 Le nouveau pipeline de la RGT : aurait-on pu l'éviter grâce à l'économie d'énergie? ... 68
2.7 Participation du client à l'économie d'énergie ... 78

3 CIBLES 95

3.1 Mise à jour sur les cibles d'énergie définies par le gouvernement ... 96
3.2 Cibles d'économie de gaz naturel pour les distributeurs ... 103
3.3 Cibles d'économie d'électricité de 2014 des ELD – troisième année ... 111

4 ANNEXES 121

Annexe A : La consommation d'énergie en Ontario ... 122
Annexe B : Résultats des économies d'énergie de 2013 pour chaque ELD ... 124

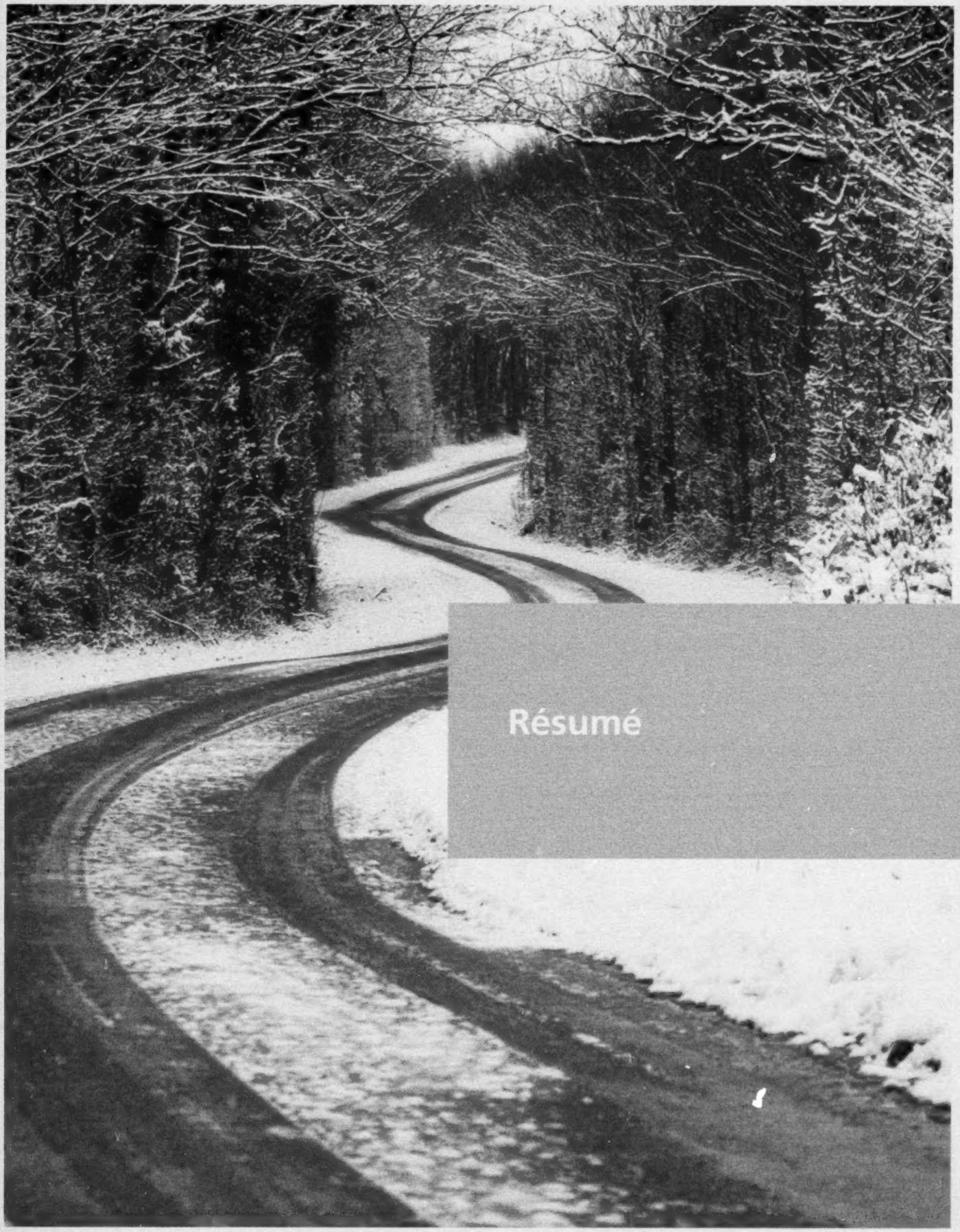
5 NOTES EN FIN D'OUVRAGE 131

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Évolution des politiques sur l'énergie en Ontario, de janvier 2013 à décembre 2014 15
Figure 2 : Définir le potentiel 29
Figure 3 : Économies atteignables potentielles et techniques en 2012-2032 31
Figure 4 : Prévision de la production brute d'électricité, 2032 35
Figure 5 : Production d'électricité nette prévue, 2032 35
Figure 6 : Degrés de planification de l'électricité 54
Figure 7 : Le processus et les régions de planification de l'électricité en Ontario 58
Figure 8 : Le contexte de la planification 59
Figure 9 : Le processus complexe de planification de l'Ontario 66
Figure 10 : Le projet de pipeline de la RGT 69
Figure 11 : Demande de pointe en gaz naturel pour le secteur du projet du pipeline de la RGT 70
Figure 12 : Tarification résidentielle en fonction de l'heure de la consommation en Ontario par rapport aux essais-pilotes de tarification en fonction de l'heure de la consommation ailleurs dans le monde 83
Figure 13 : Ratio des tarifs en période de pointe et en période creuse de l'Ontario 84
Figure 14 : Exemple des données horaires sur la consommation d'énergie 85
Figure 15 : Définition schématisée de l'ajustement général 89
Figure 16 : Estimations des composantes de l'ajustement général par type de technologie, novembre 2014 à octobre 2015 90
Figure 17 : Prix de marché de gros de l'électricité et ajustements généraux en Ontario, 2005-2014 91
Figure 18 : Économies de gaz naturel à vie des programmes des distributeurs de 2012 et de 2013 par secteur 107
Figure 19 : Progrès dans l'ensemble de la province vers l'atteinte des cibles d'économies d'énergie de 2014 116
Figure 20 : Progrès dans l'ensemble de la province vers l'atteinte des cibles de réduction de la demande de pointe de 2014 117
Figure 21 : Progrès des ELD vers l'atteinte des cibles d'économie d'énergie de 2014, au 31 décembre 2013 118
Figure 22 : Demande énergétique totale de l'Ontario en 2011 (révisée) et en 2012 (préliminaire) par type d'énergie 122

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Progrès réalisés dans les propositions du document *Priorité à la conservation de l'énergie* 24
Tableau 2 : Évolution des cibles de réduction de la demande et de la consommation en Ontario en 2007-2013 37
Tableau 3 : Cibles pour le processus LRP 39
Tableau 4 : Différences entre le Cadre de 2011-2014 et celui de 2015-2020 46
Tableau 5 : Sommaire des études sur la tarification en fonction de l'heure de la consommation de l'OEO et de la CENO en 2013 81
Tableau 6 : Résumé des cibles d'économie d'énergie pour les ministères fixées par le gouvernement 97
Tableau 7 : Résumé des cibles provinciales sur l'économie d'électricité définies par le gouvernement pour le ministère de l'Énergie, l'OEO, les ELD et la SIERÉ 99
Tableau 8 : Résumé des directives en vigueur sur l'approvisionnement 101
Tableau 9 : Résumé du rendement par rapport aux cibles d'économie d'énergie de 2013 – Enbridge Gas Distribution 104
Tableau 10 : Résumé du rendement par rapport aux cibles d'économie d'énergie de 2013 – Union Gas 106
Tableau 11 : Économies supplémentaires par mesure des programmes provinciaux d'économie d'énergie de 2013 112
Tableau 12 : Dépenses liées aux programmes provinciaux d'économie d'énergie en 2013 115
Tableau 13 : Rentabilité des programmes provinciaux d'économie d'énergie de 2011 à 2013 116
Tableau 14 : Économies supplémentaires tirées des programmes propres à l'OEO de 2013 120
Tableau 15 : Demande énergétique annuelle totale de l'Ontario par type d'énergie 123



Résumé

Résumé

Le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie* du CEO est une ressource qui s'avère fort utile pour surveiller le rythme et la portée des efforts déployés afin d'économiser l'énergie dans la province. Chaque année, le rapport présente un examen indépendant sur l'efficacité des politiques, règlements et programmes sur l'économie d'énergie mis en place par les ministères, agences et conseils gouvernementaux. Le rapport 2014 commence par l'examen des politiques élaborées en 2013 et 2014 qui portaient sur l'intégration de l'économie d'énergie dans la planification de l'énergie, avant de poursuivre avec l'analyse des résultats obtenus par le programme d'économie d'énergie en 2013.

Élaboration des politiques

Priorité à la conservation de l'énergie

La vision du gouvernement en ce qui a trait au programme Priorité à la conservation de l'énergie, d'abord présenté dans un document de travail et affiché en tant que proposition de politique sur le Registre environnemental (avis n° 011-9614), est au cœur des récentes avancées en matière de politiques sur l'électricité. Cette vision est fondée sur le principe que l'économie d'énergie devrait être la première solution envisagée afin de répondre aux besoins en énergie.

Le ministère de l'Énergie a pris plusieurs mesures-clés afin d'implanter cette vision dans la planification du réseau d'électricité de l'Ontario, notamment :

- La publication du Plan énergétique à long terme de 2013 (PELT), qui établissait le rôle joué par l'économie d'énergie dans la planification du réseau d'électricité à l'échelle provinciale et prenait l'engagement de mettre en œuvre certaines des propositions présentées dans le document de travail sur le programme Priorité à la conservation de l'énergie;
- La directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO)* de mettre en œuvre certains éléments du PELT, tels que transférer des programmes de réponse à la demande à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ);
- La directive remise à l'OEO et à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) d'élaborer un nouveau cadre stratégique pour la prestation des programmes d'économie d'électricité par les entreprises locales de distribution (ELD) entre 2015 et 2020 (le cadre du programme Priorité à la conservation de l'énergie);
- La directive remise à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) pour établir un nouveau cadre d'économie d'énergie pour les distributeurs de gaz naturel pour la période de 2015 à 2020 et pour voir comment intégrer l'économie d'énergie dans la planification de l'infrastructure de l'électricité et du gaz naturel aux échelles régionale et locale.

L'état actuel de plusieurs autres politiques et projets compris dans le document de travail Priorité à la conservation de l'énergie, tels que la tarification dynamique, l'élaboration de cotes d'efficacité énergétique, les mécanismes de financement des programmes, ainsi que les plans d'économie d'énergie du secteur public est toujours à l'étude.

Le CEO félicite le ministère de l'Énergie parce qu'il a utilisé de Registre environnemental afin d'obtenir l'opinion du public sur une proposition aussi importante sur le plan environnemental.

Économie potentielle atteignable

Afin de déterminer la quantité d'électricité que l'Ontario pourrait économiser au cours des deux décennies à venir, l'OEO a commandé une étude sur le potentiel atteignable. Le ministère de l'Énergie a utilisé les résultats de cette étude afin de réajuster les cibles d'économie d'électricité de l'Ontario. Ils ont également servi à estimer les sommes à investir dans les programmes afin de réaliser des économies d'énergie, ainsi qu'à comparer la rentabilité des programmes par rapport aux sommes investies dans la production.

* À la suite d'une décision du gouvernement en 2014, l'OEO et la SIERÉ ont été fusionnés en une seule agence, et ce à compter du 1er janvier 2015. Elle portera le nom de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) et elle assumera les fonctions des deux agences.

L'étude a révélé que l'économie d'énergie à moindre coût peut jouer un rôle important pour répondre aux futurs besoins en électricité de l'Ontario. Bien que l'étude ait amélioré la transparence en ce qui a trait à l'élaboration des cibles, plusieurs de ses éléments demeurent obscurs puisqu'ils s'appuient sur des hypothèses à propos du modèle de prévision de l'OEO qui n'ont pas été divulguées. Malgré cette compréhension incomplète de la méthodologie utilisée, l'étude a probablement utilisé une approche conservatrice en ce qui a trait au calcul des économies potentielles (p. ex., elle n'a pas estimé avec précision le potentiel technique). Néanmoins, les cibles d'économie qui ont été fixées sont ambitieuses en comparaison aux résultats réels de l'économie d'énergie entre 2005 et 2013. Le CEO est encouragé par le fait que le gouvernement s'est engagé à fournir une version mise à jour de l'étude sur le potentiel atteignable tous les trois ans.

Le Plan énergétique à long terme de 2013

Le principe directeur du PELT de 2013 accorde la priorité à la conservation de l'énergie. En 2013, le gouvernement a examiné le PELT et a cherché à obtenir les commentaires du public à propos des plans d'investissement envisagés pour le réseau d'électricité de l'Ontario d'ici 2032.

Selon le PELT de 2013, la demande d'électricité en Ontario demeurera constante à court terme grâce à l'économie d'énergie, aux changements économiques structurels et à la réduction de l'intensité énergétique. On s'attend à ce que l'économie d'énergie compense environ 70 % de la croissance de la demande entre 2012 et 2032. Le plan fixe également une nouvelle cible d'économie d'énergie à long terme, soit 30 térawattheures (TWh) en 2032, et il vient ainsi remplacer toutes les cibles précédentes d'économie d'énergie comprises dans le PELT de 2010. Contrairement à ce dernier, le PELT de 2013 ne contient aucune cible provisoire, ni aucune cible officielle de réduction de la demande de pointe. La réduction de la demande de pointe se fera indirectement à l'aide d'abord des économies de pointe entraînées par les projets qui se concentrent principalement sur la réduction globale de la consommation d'énergie, notamment l'élaboration de codes et de normes, ensuite des programmes d'efficacité stricts et finalement des ressources ciblées de réponse à la demande (RD) qui devraient selon le gouvernement répondre à 10 % de la demande de pointe prévue en 2025.

Le ministre de l'Énergie ne semble pas près de publier une directive sur le profil d'approvisionnement qui conférerait un pouvoir juridique aux cibles d'économie d'énergie du plan de 2013 tel qu'il avait été fait pour le PELT de 2010. De la même manière, il semble que l'exigence obligatoire de préparer un PREI ait été abandonnée pour être remplacée par une approche qui relève principalement du ministre de l'Énergie. Le CEO croit que le gouvernement devrait soit obéir à la loi en vigueur ou modifier la *Loi de 1998 sur l'électricité* afin d'établir un cadre judiciaire qui atteindrait mieux les objectifs de la *Loi*.

Le CEO croit que l'abandon de toutes les cibles du PELT précédent entraînera une diminution de la responsabilisation du gouvernement. Le plan de 2013 est moins normatif avec une cible d'économie d'énergie unique située 17 ans dans le futur. D'une part, cela pourrait venir appuyer un processus de planification souple qui s'ajuste en fonction des exigences changeantes et aider à éviter la prolifération des installations de production d'énergie. Cependant, les cibles précédentes ont été abandonnées avant même d'avoir atteint les dates butoir, ce qui fait en sorte qu'il est impossible de faire un rapport sur les progrès réalisés par le gouvernement. Puisque le ministère de l'Énergie n'a pas justifié ni analysé les répercussions de ces changements de cibles, ni le CEO ni le gouvernement ne sont en mesure d'indiquer si les Ontariens s'en seraient mieux tirés si les anciennes cibles étaient demeurées en vigueur.

Le CEO recommande que chaque mise à jour triennale du Plan énergétique à long terme explique les raisons derrière tous les changements apportés aux cibles, notamment les conséquences lorsque les cibles antérieures sont changées, manquées, dépassées ou tout simplement abandonnées.

En l'absence de cibles provisoires, le CEO est encouragé par l'engagement énoncé dans le PELT, qui consiste à publier régulièrement un rapport sur l'énergie en Ontario. Afin de respecter ces engagements à long terme en matière d'économie d'énergie et d'éviter que la cible de 2032 ne soit qu'un but ambitieux, le CEO croit qu'il est nécessaire d'accroître le degré de responsabilisation compris dans les mécanismes de déclaration du PELT.

L'efficacité énergétique découlant des normes sur les appareils électroménagers et du code du bâtiment de l'Ontario assurera un tiers des économies d'énergie en 2032. Le CEO réitère ses réserves quant à l'acceptation telle quelle des économies réalisées grâce aux codes et aux normes de l'OEO puisqu'on ne sait pas comment ces économies sont calculées. Cette information devrait être comprise dans le rapport annuel sur l'énergie en Ontario afin d'assurer la responsabilisation.

Le CEO recommande que la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité élargisse ses protocoles d'évaluation afin de mesurer les économies d'énergie des codes et des normes et d'en faire la déclaration.

Le cadre sur les programmes d'économie d'électricité pour la période 2015-2020

Le ministère de l'Énergie a fixé une cible d'économie d'énergie à court terme pour 2020 pour laquelle seules les économies réalisées par les programmes d'économie d'énergie des ELD sont comptabilisées. Le gouvernement a ordonné à l'OEO et à la CENO d'élaborer un nouveau cadre pour les programmes d'économie d'énergie et de gestion de la demande (GDE) entre 2015 et 2020. Dans cette optique, les distributeurs d'électricité doivent rendre les programmes sur la GDE accessibles à tous les consommateurs afin de parvenir à une réduction de la consommation de l'ordre de 7 térawattheures (TWh). Cette cible exigera des économies d'électricité annuelles moyennes supplémentaires de l'ordre de 1,2 TWh de la part des ELD pour chacune des six années, ce qui représente le double des économies réalisées par le cadre sur la GDE de 2011-2014.

Le Cadre de 2015-2020 intègre plusieurs des leçons tirées du cadre de 2011-2014. Les ELD y joueront un rôle important et élaboreront des plans sur la GDE constitués de programmes provinciaux conçus conjointement par l'OEO et les distributeurs, ainsi que des programmes personnalisés conçus uniquement par une ELD et autorisés par l'OEO. Le rôle de la CENO dans la simplification de la prestation des programmes d'économie d'énergie par les ELD est considérablement réduit par le cadre de 2015-2020, si bien que l'autorisation des programmes personnalisés ne relèvera plus de la Commission, qui publiera cependant les résultats annuels des programmes des ELD. L'OEO procédera à une évaluation à mi-parcours du cadre en 2017.

Les programmes d'économie d'énergie offerts sous ce cadre doivent être rentables (à certaines exceptions près). Le calcul du rapport coût-efficacité pour les programmes d'économie d'énergie doit être majoré de 15 % afin de tenir compte des avantages environnementaux, économiques et sociaux qui ne sont pas liés à l'énergie. Ce pourcentage supplémentaire fixe devrait permettre à davantage de programmes sur la GDE potentiels de respecter les exigences de rentabilité du cadre. La décision du ministère de tenir compte des avantages qui ne sont pas liés à l'énergie dans le calcul de la rentabilité est louable et conforme aux meilleures pratiques des autres régions. La CENO a refusé d'exiger que cet ajout au calcul comprenne les répercussions environnementales associées à la réduction de la consommation de gaz naturel en 2011. Le CEO encourage la Commission à inclure une telle politique d'économie du gaz naturel.

Le CEO se demande si les ELD disposent de suffisamment d'incitatifs pour chercher à atteindre leurs cibles de façon active à cause de l'approche incitative de type tout ou rien du cadre. Les ELD pourront récupérer les coûts associés à la prestation de programmes d'économie d'énergie grâce à deux mécanismes de mesures incitatives. Un mécanisme de recouvrement total des coûts fournira des incitatifs aux ELD à moyen terme ainsi qu'à l'échéance du cadre, à condition qu'elles aient atteint 100 % de leurs cibles pour 2017 et 2020. Un mécanisme de rémunération au rendement sera également offert aux ELD sous forme de paiements annuels ou de somme

forfaitaire en fonction d'un montant en dollars encore indéterminé par kilowattheure d'économies réalisées et vérifiées. On s'attend à ce que très peu d'ELD optent pour ce mécanisme de mesures incitatives.

Le Cadre de 2015-2020 encouragera la collaboration entre les distributeurs en améliorant les incitatifs financiers accrus et en accélérant l'examen des plans sur la GDE, mais il est peu probable que les ELD qui présentent un mauvais rendement soient pénalisées financièrement. Si les économies découlant d'un programme représentent moins de la moitié de la cible annuelle fixée pour une ELD, l'OEO peut prendre des mesures afin de tenter d'améliorer le rendement de cette ELD, mais elles ne seront que des sanctions administratives.

De façon générale, le CEO est favorable à l'approche du Cadre de 2015-2020, dans laquelle les ELD deviennent le visage de l'économie d'énergie et reçoivent le mandat d'atteindre une cible encore plus ambitieuse que celle du cadre précédent qui ne divise pas l'attention entre deux cibles différentes, soit une pour l'économie d'énergie et l'autre sur la réduction de la demande de pointe. Le CEO signale que l'atteinte de la cible dépend de deux hypothèses importantes : d'abord, que le potentiel théorique d'économies révélé par l'étude sur le potentiel atteignable peut se traduire en réalisations concrètes dans le cadre des programmes, et ensuite, que le coût associé à la réalisation d'une unité d'économie demeure le même à mesure que les économies augmentent. Ces risques sont atténués par l'exigence pour l'OEO de mener une autre étude sur le potentiel atteignable d'ici deux ans en utilisant une méthode différente et par la directive du ministère de l'Énergie qui veut que le budget pour l'économie d'énergie soit examiné lors de l'examen du Cadre à mi-parcours.

La planification régionale de l'électricité

Certains Ontariens et gouvernements locaux se sont montrés mécontents des décisions provinciales pour installer des infrastructures dans leurs collectivités. La rationalisation des autorisations environnementales et autres ont donné l'impression qu'il est impossible de s'opposer au développement. Dans ce contexte, la planification à l'échelle régionale a fait l'objet d'un examen en 2013. La CENO a mis en place un cadre officiel sur la planification régionale de l'électricité qui vient codifier plusieurs des pratiques qui étaient suivies de manière officieuse et fait correspondre le processus d'autorisation de la planification de la Commission avec celui élaboré par la SIERÉ et l'OEO à la demande du ministre de l'Énergie. Ensemble, l'OEO et la SIERÉ ont consulté les Ontariens sur la meilleure façon d'amener les collectivités locales à prendre part à la planification des infrastructures d'électricité et au choix de leurs emplacements d'une façon qui respecterait les opinions des collectivités. L'OEO et la SIERÉ ont émis 18 recommandations pour améliorer la planification, allant des changements à la *Loi sur l'aménagement du territoire* et à la *Loi sur les évaluations environnementales* aux mécanismes qui visent à mieux recueillir la rétroaction des collectivités, en passant par l'intégration des besoins énergétiques dans les plans officiels municipaux.

L'OEO et la SIERÉ ont également émis des suggestions pour améliorer le processus, par exemple élaborer des plans énergétiques collectifs et créer des lignes directrices obligatoires relativement à l'emplacement des centrales. Elles ont aussi insisté pour que la planification reconnaisse les objectifs de société plus généraux en tenant compte des avantages sociétaux et environnementaux et en étendant la planification au-delà d'une approche à moindre coût axée principalement sur les besoins en électricité. L'OEO et la SIERÉ ont consulté les ministères, agences, associations et autres organismes à propos de plusieurs questions sur la mise en œuvre et, dans le cas des questions environnementales, elles ont indiqué qu'il reste du travail à faire afin d'aborder ces questions plus tôt dans le processus d'appel d'offres.

Le nouveau processus de planification régionale de l'électricité de l'Ontario, qui est toujours en cours d'élaboration, est constitué de deux voies d'autorisation interreliées : un plan d'infrastructure régional (RIP) ou encore la planification régionale intégrée des ressources (IRRP) comme solution de rechange. La compagnie de transport effectue un test de sélection afin de déterminer s'il faut lancer un processus de planification régionale. S'il est déterminé que le problème est de nature régionale, la prochaine étape consiste à déterminer la solution appropriée, soit le RIP ou encore le vaste processus d'IRRP de l'OEO. Si l'ajout de lignes de transport suffit, le processus du RIP va de l'avant et différentes options de fils sont envisagées. La CENO utilise ensuite le processus du RIP dans les demandes de tarif ou de permission de construire. S'il est déterminé qu'un IRRP serait plus approprié, alors l'OEO lancera un processus d'IRRP afin de comparer un éventail élargi de solutions, comme l'économie, la production et le transport. Les diverses options de l'IRRP sont examinées lors de consultations publiques sur le rapport sur la portée du projet, ainsi qu'à l'occasion de nouvelles consultations ultérieures par la

participation de la collectivité dans l'élaboration du processus d'IRRP. Au cours des cinq prochaines années, l'OEO a promis d'évaluer si un plan régional est nécessaire dans chacune des 21 régions desservies. Neuf de ces plans sont déjà en cours.

D'une part, le CEO a analysé dans quelle mesure le processus accorde la priorité à l'économie d'énergie dans les plans régionaux et d'autre part, si un processus d'autorisations environnementales entièrement renouvelé pourrait soutenir l'objectif de stimuler l'engagement et la participation à l'échelle locale. Afin de donner la priorité à l'économie d'énergie, le CEO a conclu qu'il faut clarifier le lien entre les plans régionaux et le plan provincial sur l'électricité pour déterminer lequel de ces plans a préséance sur les autres. Afin d'améliorer la reddition de comptes, le gouvernement devrait fournir un plan provincial juridiquement contraignant sur l'énergie et y décrire le rôle du plan et la portée de la directive du ministre dans le processus d'IRRP.

Le CEO suggère que le gouvernement prenne les mesures suivantes afin de réellement accorder la priorité à l'économie d'énergie : publier une directive sur le profil d'approvisionnement ou une modification législative afin de créer une exigence de priorité juridiquement contraignante pour la série d'options utilisées pour répondre à la demande d'électricité (p. ex., l'efficacité est l'option favorite); donner une directive à l'OEO sur la mise en œuvre du programme Priorité à la conservation de l'énergie dans le processus d'IRRP du rapport sur les résultats de l'évaluation de la portée; publier une série de protocoles afin de guider les organismes lorsque les préférences du comité consultatif local entrent en conflit avec les autres options de planification.

De plus, le CEO reconnaît la création de mécanismes pour intégrer l'économie dans les plans régionaux par le truchement de plans de gestion de la demande et de l'économie (GDE) par le distributeur. Ce sont de bonnes raisons d'adopter un optimisme prudent. Le CEO croit que fournir des mesures incitatives vigoureuses aux ELD afin qu'elles pratiquent l'économie d'énergie pour des raisons spécifiques de planification régionale permettrait d'accorder une plus grande part à l'économie d'énergie dans les plans régionaux.

Le processus d'IRRP ne favorise pas la responsabilité parce qu'il n'existe aucune exigence législative (c.-à-d., réglementaire) sur le type et la portée des consultations requises (contrairement à celles du processus de planification régionale intégrée des ressources, de la *Loi sur les évaluations environnementales* ou de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*). Effectivement, l'OEO peut décider de son propre chef du niveau de consultation approprié.

Le CEO laisse entendre que le gouvernement a créé un autre procédé alors que le processus actuel des évaluations environnementales remplit la même fonction, c'est-à-dire qu'il offre une planification transparente qui tient compte à la fois de la justification (soit le besoin) pour construire l'infrastructure et des commentaires du public. Le CEO croit que le gouvernement devrait revoir le rôle de la *Loi sur les évaluations environnementales*. Comme le souligne le rapport conjoint de l'OEO et de la SIERÉ, si des ÉE complètes étaient requises pour toutes les grandes centrales d'électricité sur une base individuelle (comme le voulait à l'origine la *Loi*), les promoteurs devraient examiner la nécessité du projet et envisager des solutions de rechange, ainsi que des mesures d'atténuation. Par conséquent, ils lanceraient une vaste consultation du public sur le choix des emplacements et sur les autorisations.

Économie de gaz naturel – un nouveau pipeline pour la région du Grand Toronto

Tôt en 2014, la CENO a rédigé des politiques afin de créer un nouveau cadre réglementaire pour économiser le gaz naturel et elle a continué de le faire tout au long de l'année. Elle a également autorisé Enbridge Gas à construire un pipeline pour accroître l'approvisionnement en gaz naturel dans la région du Grand Toronto (RGT); certains partis ont qualifié d'expéditive la prise en compte des solutions de rechange pour économiser cette ressource.

Enbridge Gas Distribution Inc. et Union Gas Limited investiront ensemble plus d'un milliard de dollars dans le nouveau pipeline de gaz naturel afin d'approvisionner la clientèle croissante de la RGT, puisque la CENO a approuvé le projet lors d'une audience où les opposants soutenaient que certains éléments du pipeline de la RGT pouvaient être évités si on pratiquait vraiment une économie ciblée du gaz naturel. Cet argument a mené la CENO à examiner de nouveau le rôle que l'économie d'énergie joue comme solution de rechange à la construction de nouvelles installations (canalisations).

Le réseau de distribution de gaz naturel est construit pour répondre à la demande maximale (de pointe) des clients qui a lieu habituellement les jours les plus froids de l'hiver. La demande de pointe de la région du pipeline

de la RGT s'accentue, et il est prévu qu'elle continuera de croître, alors que la quantité totale de gaz naturel que consomment tous les clients d'Enbridge par année dans ce secteur est demeurée relativement stable au cours des dix dernières années.

Plusieurs groupes environnementaux ont soulevé des objections sur les points techniques de la prévision d'Enbridge sur la demande de pointe à venir. Ils ont soutenu que la méthodologie était approximative et nébuleuse et qu'elle tenait inadéquatement compte de l'efficacité énergétique accrue des édifices. Ils ont également prouvé qu'il était possible de créer différentes analyses sur la tendance de la demande de pointe au moyen des données historiques. Surtout, ces groupes croient que la proposition d'Enbridge était essentiellement incompatible avec l'objectif du gouvernement de l'Ontario de réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre et ils proposent de miser sur des efforts d'économie d'énergie pour éviter l'augmentation prévue dans la demande de pointe.

La gestion axée sur la demande faisait partie des solutions de rechange, mais Enbridge l'a écartée. Elle soutenait que les programmes d'économie d'énergie conçus pour réduire la consommation de gaz naturel ne diminuaient pas nécessairement la demande de pointe.

La CENO n'était pas complètement indifférente à l'option de l'économie d'énergie comme solution de rechange. Cependant, la CENO a aussi souligné des incertitudes à la fois quant à la capacité de bonifier rapidement les programmes d'économie d'énergie pour qu'ils annulent le besoin de construire le pipeline et quant au coût de tels programmes. Elle a également indiqué qu'Enbridge est incapable de calculer ou de quantifier les économies de pointe issues des programmes d'économie. La CENO en a alors conclu qu'il était préférable de miser sur la méthode fondée sur l'offre qui découle du pipeline de la RGT, mais elle s'attend à l'avenir à ce que les responsables d'une demande remettent aussi une étude rigoureuse des options liées à la demande, y compris les options sur les tarifs, dans les prochaines demandes de permission de construire un pipeline de gaz naturel. La CENO a également précisé qu'à un certain moment dans le futur, elle se pencherait sur la planification intégrée des ressources (la comparaison des solutions axées sur l'offre et la demande pour diminuer le besoin d'infrastructure) pour les distributeurs de gaz naturel. Contrairement à ce qui se fait dans le secteur de l'électricité, les distributeurs de gaz naturel en Ontario n'observent pas de nos jours une vraie planification intégrée des ressources. (La CENO s'est penchée pour la première fois il y a 20 ans sur la planification intégrée des ressources, mais elle ne l'a jamais imposée. Par conséquent, les distributeurs doivent de nos jours évaluer si les agrandissements du réseau seraient apportés dans l'intérêt économique des clients actuels et comparer les répercussions financières d'un projet au *statu quo*. Elles ne font pas la comparaison économique avec d'autres options comme l'économie d'énergie).

L'approbation de la CENO pour le pipeline de la RGT d'Enbridge reflète le manque d'exigences juridiques en matière de planification intégrée des ressources dans le secteur du gaz naturel. En mars 2014, le ministre de l'Énergie a ordonné à la CENO de créer un nouveau cadre de GAD pour orienter Enbridge et Union Gas dans l'élaboration des programmes d'économie de gaz naturel qu'ils offriront de 2015 à 2020. La directive comprend une instruction spécifique pour que la CENO prenne les mesures qu'elle juge adéquates pour mettre en œuvre la politique du gouvernement, laquelle vise à mettre l'économie d'énergie au premier plan dans la planification de l'infrastructure des distributeurs de gaz naturel, dans la mesure où elles sont rentables et assurent un niveau adéquat de fiabilité. En décembre 2014, le nouveau cadre n'était toujours pas terminé, mais certaines propositions dans l'ébauche du cadre répondent aux enjeux soulevés. De plus, l'ébauche du cadre de la GAD propose qu'Enbridge et Union Gas mènent tous deux une étude afin de déterminer le rôle de la GAD au service de l'imminente planification des réseaux et pour faire en sorte que toutes les prochaines demandes de permission de construire comportent une preuve sur la façon dont on a tenu compte de la GAD.

Le CEO n'est pas nécessairement convaincu qu'on aurait pu éviter de construire le pipeline de la RGT, mais il est convaincu par les arguments voulant qu'on n'ait jamais donné une juste chance à l'économie d'énergie à titre de solution de rechange. La preuve sur la croissance de la demande de pointe en gaz naturel dans la RGT est faible et la méthodologie d'Enbridge pour prévoir la demande de pointe à venir se fait assez simplette. Le CEO croit que la directive du ministre remise à la CENO et les nouvelles lignes directrices sur l'ébauche du cadre de la GAD de la CENO pour les programmes d'économie de gaz naturel constituent des étapes ô combien nécessaires dans la bonne direction. Il est malheureux que ces étapes aient été réalisées uniquement après que le pipeline de la

RGT ait été approuvé, car il est invraisemblable qu'Enbridge ou Union lancent des projets d'infrastructure de cette ampleur dans un avenir rapproché.

Le CEO formule cinq suggestions et deux recommandations pour encourager la prise en compte de la GAD, notamment la divulgation publique à l'avance des projets d'infrastructure (elle permettrait d'envisager adéquatement l'économie d'énergie à titre de solution de rechange), la révision des lignes directrices sur la prévision de la demande des distributeurs, l'étude de l'équitabilité entre les mesures sur l'offre et celles sur la demande, le besoin des distributeurs d'évaluer la capacité de leurs différents programmes d'économie à réduire la demande de pointe et la protection des budgets pour les programmes traditionnels d'économies des distributeurs qui misent sur la réduction générale de la consommation de gaz naturel.

Le CEO recommande que la Commission de l'énergie de l'Ontario exige des distributeurs de gaz naturel qu'ils déposent à l'avance un avis pour les projets d'infrastructure à venir aux coûts importants et qu'ils évaluent comment l'économie d'énergie pourrait fournir une solution de rechange partielle, voire complète, aux projets envisagés.

Le CEO recommande que la Commission de l'énergie de l'Ontario permette aux distributeurs de demander à ce que leur budget d'économie d'énergie soit augmenté s'ils peuvent prouver que ça leur permettrait d'éviter des coûts élevés en infrastructure dans le futur.

Tarification selon l'heure de la consommation et l'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel
Les tarifs selon l'heure de la consommation et l'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) sont deux politiques de prix de l'électricité en Ontario qui encouragent les personnes à modifier le moment ou la manière dont elles consomment l'énergie. Le rapport passe en revue les premières données issues des deux programmes.

Virtuellement tous les petits consommateurs de la province, comme les ménages et les petites entreprises, paient la tarification en fonction de l'heure de la consommation. Par exemple, l'écart de prix entre les périodes de tarification en fonction de l'heure de la consommation peut encourager les clients à transférer une partie de leur consommation d'électricité en période de pointe vers des périodes creuses aux tarifs moins élevés. L'OEO et la CENO ont toutes deux mené des analyses indépendantes sur la tarification selon l'heure de la consommation en Ontario; les premiers résultats ont été publiés en 2013. Les deux études ont constaté une baisse, petite, mais observable, de la demande résidentielle d'électricité en période de pointe au cours des mois d'été. Cependant, le CEO croit que l'Ontario pourrait accumuler davantage d'économies si elle augmentait le ratio du prix. Le rapport de l'OEO montre la façon dont les clients répondent à différents tarifs établis en fonction de l'heure de la consommation selon les résultats de 42 études internationales. Les études indiquent une corrélation positive entre le rapport de prix entre les périodes de pointe et les périodes creuses et la quantité d'économies dans la demande qui en découle.

Étant donné que la CENO a entamé en 2014 une revue exhaustive de la grille tarifaire réglementée, qui a une incidence sur les petits consommateurs et la tarification, le CEO croit que le moment idéal est venu d'examiner la

façon dont l'Ontario peut se servir de la politique sur la tarification en fonction de l'heure de la consommation pour maximiser les économies d'énergie. De cette manière, la CENO serait probablement obligée d'accroître le ratio du prix en période de pointe-en période creuse, que ce soit de manière proactive ou à la suite d'une directive du ministre de l'Énergie, pour refléter de ce fait la politique de l'Ontario et accorder la priorité à l'économie d'électricité.

Le CEO suggère que l'examen du régime de la GTR par la CENO offre des politiques de mise en œuvre visant l'augmentation du ratio des tarifs en période de pointe et en période creuse.

Les grands consommateurs, comme les universités et les manufactures, paient le prix du marché en temps réel de l'électricité. Ce prix reflète le coût de la production d'électricité à un moment précis dans le temps. Un autre élément des factures d'électricité est l'ajustement général. Ce dernier tient compte des différences entre le prix de marché en gros et les tarifs payés par les producteurs contractuels et les producteurs réglementés, ainsi que des paiements des programmes d'économie d'énergie. Jusqu'à récemment, l'ajustement général s'appliquait comme un taux fixe à tous les consommateurs en fonction de leur consommation d'électricité. La politique a changé pour les grands consommateurs, lorsque l'IEEMI a été lancée en janvier 2011. Cette mesure offre aux participants la possibilité de réaliser d'importantes économies grâce à des paiements moindres au titre de l'ajustement général s'ils réduisent leur consommation d'électricité lorsque la demande est très forte dans tout l'Ontario.

Les premiers résultats sur l'économie d'énergie liée à l'IEEMI sont désormais accessibles. Le programme semble avoir permis d'économiser 575 MW en 2011, 875 MW en 2012 et 850 MW en 2013, ce qui constitue environ la capacité de production d'une nouvelle grande centrale alimentée au gaz naturel. L'IEEMI compte quelque 200 participants, ce qui représente environ 9,6 % de la demande de pointe ontarienne et environ 17 % de la consommation totale d'électricité en Ontario. Les circonstances sont favorables pour l'IEEMI. Selon le budget de 2014, le seuil de la moyenne mensuelle de la demande de pointe pour certains types de clients industriels désireux de participer au projet passera de 5 MW à 3 MW, ce qui augmentera le nombre de participants à l'IEEMI.

Étant donné que l'ajustement général compte pour une plus grande partie du total des coûts de l'électricité, la mesure incitative liée à l'IEEMI a grandi pour certains clients participants, tout comme les conséquences sur la facture d'électricité des consommateurs qui ne participent pas à ce programme (ou qui ne peuvent pas y participer en raison des règles du programme). En 2013, l'IEEMI a transféré environ 500 millions de dollars en coûts de la facture des participants à celle de ceux qui n'y participent pas, ce qui a gonflé la facture de ces derniers d'environ 0,4 cent/kWh.

Le CEO souligne que l'Ontario a la capacité de mesurer la consommation d'électricité de tous les clients sur une base horaire, ce qui lui donne la possibilité d'examiner de façon globale les stratégies de tarification pour toutes les catégories de consommateurs d'électricité ontariens, notamment les clients du régime de la GTR, de l'IEEMI et du groupe « entre-deux » qui ne consomme pas assez d'électricité pour être admissible à l'IEEMI.

La politique de tarification pour un groupe de clients touche directement ou indirectement les politiques de tarification des autres groupes. Le CEO est d'avis que la CENO devrait tenir compte des relations entre la tarification des différentes catégories de clients dans le cadre de sa revue du régime de la GTR pour éviter les incohérences dans ses politiques.

Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie mène une revue intégrée de la structure de tarification de l'électricité aux fins d'équité et d'économie d'énergie.

Cibles d'économie d'énergie

Cibles d'économie de gaz naturel pour les distributeurs

En 2013, les deux grands distributeurs de gaz naturel de l'Ontario, Enbridge Gas Distribution et Union Gas, ont continué d'offrir des programmes d'économie d'énergie à leurs clients dans le cadre de leurs plans de GAD de 2012-2014 qui décrivent les programmes offerts, les budgets alloués, les cibles de rendement et les mesures incitatives. L'année 2013 est en plein milieu de la période que couvrent les plans. Les lignes directrices mises à jour sur les programmes d'économie d'énergie pour 2015-2020 sont en cours d'élaboration.

Les cibles d'économie d'énergie sont fixées pour chacune des trois catégories de programmes d'économie d'énergie que les services de distribution fournissent. Les cibles les plus importantes sont les économies de gaz naturel à vie réalisées grâce à la série de programmes des distributeurs sur l'acquisition de ressources. Les économies de gaz grâce aux programmes d'Enbridge de 2013 sont inférieures à celles de 2012 dans tous les secteurs, sauf dans le secteur résidentiel, et elles sont bien inférieures aux cibles de 2013 d'Enbridge. Union Gas a mieux réussi et elle a augmenté l'ensemble de ses économies de gaz en 2013, dont la part du lion revient aux programmes pour les grands consommateurs industriels. Les économies des programmes pour les clients résidentiels et commerciaux ont connu une croissance modeste et celles des programmes pour les ménages à faible revenu ont connu une légère chute.

Chaque distributeur est admissible aux incitatifs sur le rendement d'après son rendement par rapport aux cibles. Selon les résultats de 2013, les distributeurs seront admissibles à des incitatifs de 12,3 millions de dollars (4,5 millions de dollars pour Enbridge Gas Distribution et 7,8 millions de dollars pour Union Gas). Il s'agit d'un résultat décevant pour Enbridge, puisqu'elle pouvait toucher des incitatifs de 8,8 millions de dollars l'année précédente.

L'offre de programmes d'Enbridge et d'Union se raffine tous les ans. Les programmes de 2013 reflètent des tendances intéressantes, notamment la grande augmentation du nombre de participants aux programmes résidentiels d'améliorations énergétiques, les tentatives d'Enbridge d'encourager l'économie d'énergie grâce aux pratiques à faible coût d'exploitation des édifices et la mesure exacte de ces économies et une nouvelle méthode d'Union où les grands consommateurs industriels ont la priorité sur des fonds réservés aux investissements pour des projets d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Enbridge et Union ont dépensé 60 millions de dollars dans les programmes d'économie de gaz naturel en 2013 (27,8 millions pour Enbridge et 32,8 millions pour Union Gas). Les distributeurs dépensent habituellement tout leur budget pour l'économie d'énergie chaque année, mais en 2013, Enbridge a laissé près de 4 millions de dollars dans le compte, ce qui est surprenant. Il ne peut toutefois être établi avec certitude qu'une meilleure commercialisation, une offre de programmes différente ou de meilleurs incitatifs auraient permis à davantage de participer aux programmes d'économie d'énergie d'Enbridge.

Les projets d'économie d'énergie que financent Enbridge et Union continuent d'offrir une bonne valeur pour la société. Chaque dollar dépensé sur l'efficacité énergétique (par les clients et les distributeurs ensemble) génère environ 2,43 $ en économies (principalement grâce aux économies sur le coût du gaz) pour les programmes d'Enbridge sur l'acquisition des ressources et 1,53 $ pour les programmes d'Enbridge offerts aux ménages à faible revenu, tel que mesuré par le test du coût total des ressources. Les programmes d'Union étaient encore plus rentables; les économies moyennes en gaz se chiffraient à 3,83 $ par dollar dépensé dans les programmes d'efficacité énergétique.

Cibles d'économies d'électricité des ELD – troisième année

Le cadre d'économie d'électricité 2011-2014 attribue une cible d'économies cumulatives d'énergie et une cible de réduction de la demande de pointe à chaque ELD. En tout, les cibles s'élèvent à 6 000 GWh d'économies d'énergie entre 2011 et 2014 et à une réduction de 1 330 MW de la demande de pointe en 2014. Les résultats de 2013 sont généralement positifs. Ils montrent une augmentation légère du dynamisme des programmes et des économies d'énergie générales; certains programmes gagnent de la vitesse, alors que d'autres en perdent.

De nombreux nouveaux clients résidentiels se sont inscrits au programme *peaksaver* PLUS, qui diminue la pression sur le réseau d'électricité durant la demande de pointe. La participation au programme pour les ménages à faible revenu, qui met à niveau l'efficacité électrique des maisonnées à faible revenu gratuitement pour les participants, a quintuplé pour atteindre 27 000 foyers en 2013. Comme par les années passées, les programmes

pour les entreprises offerts aux clients commerciaux et institutionnels comptaient pour la majorité des économies d'énergie générales des programmes d'économies d'électricité. La participation au projet d'améliorations énergétiques, qui offre des incitatifs pour améliorer l'efficacité énergétique (particulièrement les améliorations de l'éclairage) dans les édifices commerciaux et institutionnels, a bondi de plus de 40 %. La mesure sur les nouvelles constructions, axée sur les nouveaux édifices commerciaux à haute efficacité, a trouvé peu de preneurs parmi les constructeurs; c'était aussi le cas pour le même programme dans le secteur résidentiel.

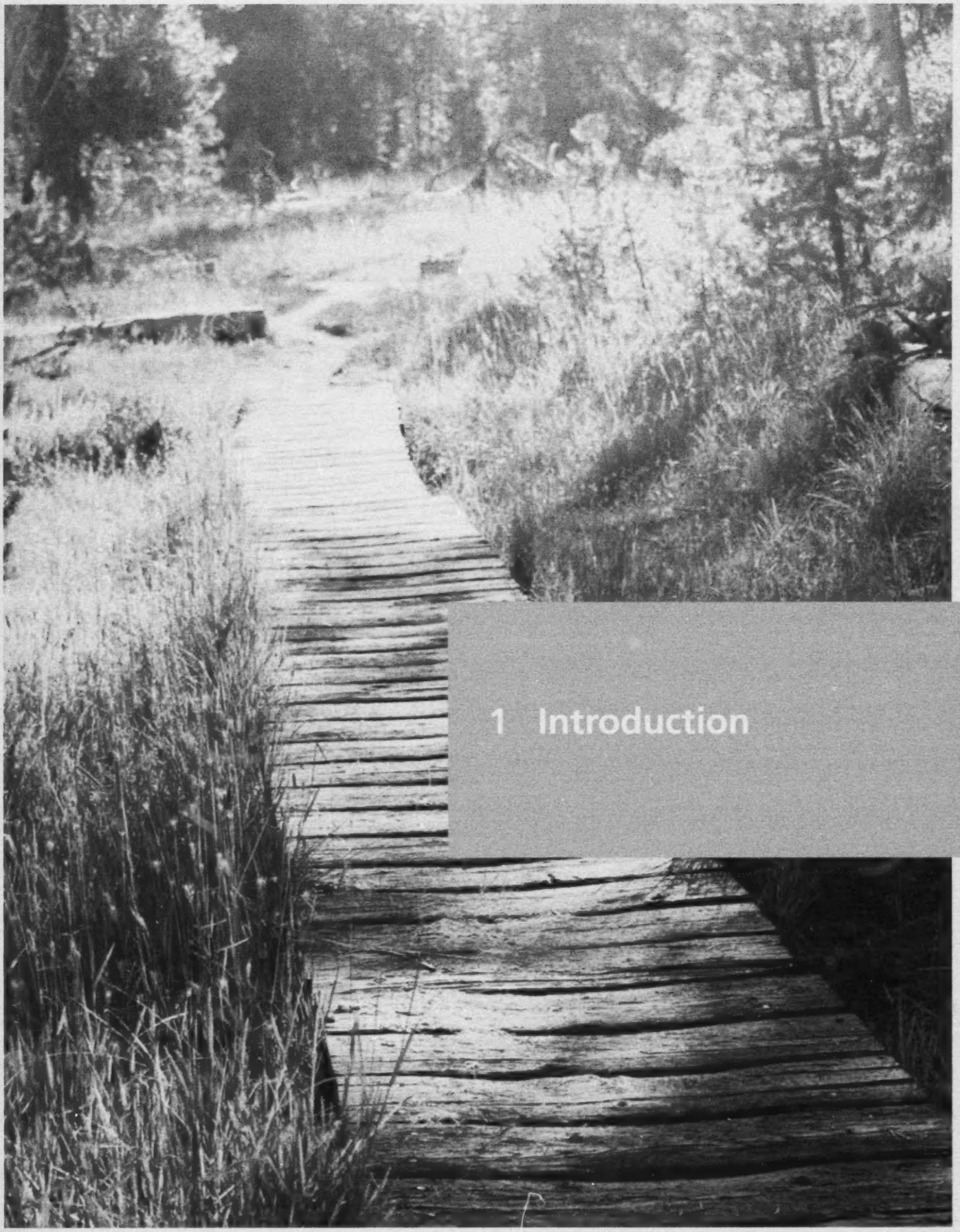
Dans le secteur industriel, 2013 a connu une croissance encourageante dans les économies que les gestionnaires d'énergie ont atteintes. Les gestionnaires d'énergie aident les entreprises à générer des économies en trouvant les améliorations de l'efficacité énergétique à apporter aux immobilisations et pour lesquelles il existe du financement. Ils enseignent aux entreprises à mettre en œuvre des améliorations fonctionnelles à faible coût qui n'exigent pas de s'appuyer sur une mesure incitative. En comparaison au succès de la mesure sur les gestionnaires d'énergie, seuls trois projets ont été terminés en 2013 grâce au programme de modernisation des procédés et des systèmes qui offre des incitatifs pour investir dans l'efficacité énergétique aux clients industriels raccordés au réseau de distribution. Bien qu'il s'agisse d'une amélioration par rapport à 2012, année où aucun projet n'a été réalisé, le résultat demeure décevant.

Les dépenses liées aux programmes d'économie d'énergie des ELD ont totalisé 290,9 millions de dollars en 2013; il s'agit d'une forte augmentation par rapport à 2012 (177,1 millions de dollars). La majorité de la croissance des dépenses (100 millions sur la hausse de 114 millions) a été versée directement aux participants aux programmes d'économies d'énergie, surtout aux entreprises, sous forme d'incitatifs et de soutien connexe; le reste a été attribué aux coûts élevés d'administration.

La gamme de programmes provinciaux d'économie d'énergie est rentable, mais elle varie considérablement dans les différents secteurs. L'OEO s'attend à ce que la rentabilité des programmes industriels s'améliore au fil des nouveaux projets d'économie d'énergie. Le coût actualisé des programmes d'économie d'énergie (efficacité énergétique), qui permet de comparer les coûts de la production d'une même unité d'électricité, était de 3,7 cents par kilowattheure pour les programmes de 2011-2013, ce qui est bien inférieur à toute nouvelle forme de production d'électricité.

Les ELD de l'Ontario ont atteint au total environ 86 % de la cible d'économie d'énergie de 2014, et on s'attend à ce qu'elles ratent cette cible de peu. Elles ont atteint moins de la moitié de la cible de réduction de la demande de pointe en 2013, alors il est invraisemblable qu'elles l'atteignent.

Selon les résultats de chaque ELD, les grandes ELD sont regroupées autour de la moyenne des cibles atteintes, alors que les petites ELD sont réparties aux deux extrémités du spectre. L'annexe B présente les résultats chiffrés complets pour chaque ELD. Dix-neuf ELD ont déjà atteint leur cible d'énergie. Seule une ELD (Welland Hydro) a atteint sa cible sur la réduction de la demande de pointe. Il est clair que de nombreuses ELD rateront une cible de 2014 ou les deux, ce qui fait qu'elles enfreindront les conditions d'obtention des permis.



1 Introduction

Le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie* est une ressource précieuse pour les Ontariens qui souhaitent surveiller le rythme et la portée des efforts déployés pour économiser l'énergie dans la province. Chaque année, le rapport présente un examen indépendant sur l'efficacité des politiques, règlements et programmes sur l'économie d'énergie mis en place par les ministères, agences et conseils gouvernementaux.

Le secteur de l'énergie en Ontario doit atteindre les cibles quantitatives et mesurables établies par le gouvernement en matière d'économie d'électricité, ainsi que celles pour le gaz naturel que la Commission de l'énergie de l'Ontario a approuvées. Les données du rapport tracent les progrès réalisés par les organismes pour qui ces cibles d'économie d'énergie ont été déterminées. Le rapport accorde une attention particulière à l'économie d'électricité et de gaz naturel; ces secteurs sont ceux qui reçoivent la majorité de l'attention à l'échelle provinciale et où les abonnés financent les programmes d'économie de l'énergie. Le rapport traite également de l'économie du pétrole, du propane et d'autres carburants de transport, des secteurs où les actions posées jusqu'à présent peuvent être qualifiées de faibles.

Le rapport fournit le seul résumé complet auquel les Ontariens ont accès sur l'économie de toutes les principales sources d'énergie. Les lecteurs sont encouragés à utiliser la synthèse des résultats ainsi que l'analyse des politiques et programmes choisis, à tenir compte des analyses et commentaires, puis à évaluer eux-mêmes les progrès annuels de l'Ontario en matière d'économie d'énergie.

1.1 LE MANDAT DE DÉCLARATION DU CEO

Le commissaire à l'environnement de l'Ontario (CEO) est tenu, en vertu de la *Charte des droits environnementaux de 1993 (CDE),* de faire rapport chaque année au président de l'Assemblée législative de l'Ontario sur les progrès de la province en matière d'économie d'énergie. Notre mandat de déclaration consiste à évaluer les progrès réalisés afin de réduire la consommation de pétrole, de propane, de gaz naturel, des carburants de transport et de l'électricité ou encore d'en faire une meilleure utilisation, à mesurer l'atteinte des cibles sur l'économie d'énergie établies par le gouvernement ainsi qu'à évaluer les freins à l'économie et à l'efficacité[1].

Les rapports annuels sur les progrès liés à l'économie d'énergie du CEO ont été publiés en deux volumes de 2009 à 2012. Chaque année, le premier volume était publié à la fin du printemps et portait essentiellement sur les avancées en matière de politiques sur l'énergie, tandis que le second volume, publié à la fin de l'année, consistait principalement en un rapport statistique qui décrit les progrès réalisés vers l'atteinte des cibles d'économie fixées par le gouvernement, ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel. À compter du présent rapport, le CEO publiera son *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie* dans un volume unique. Afin d'assurer cette transition et de mieux harmoniser le rapport avec la mise en œuvre de la politique sur l'énergie, le rapport de 2014 porte sur les développements politiques majeurs réalisés en 2013 et en 2014. Comme pour les rapports précédents, l'analyse statistique des résultats de l'économie d'énergie est décalée d'une année compte tenu du temps requis pour recevoir et vérifier les résultats des programmes. Par conséquent, le présent rapport pour l'année 2014 examine les résultats de l'économie d'énergie de 2013.

Le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2014, Planifier pour économiser,* analyse les politiques d'économie d'énergie, examine les activités provinciales de politique et de réglementation et évalue les résultats quantitatifs obtenus (données et résultats) par les programmes d'économie d'énergie en plus des progrès accomplis pour atteindre les cibles.

Figure 1 : Évolution des politiques sur l'énergie en Ontario, de janvier 2013 à décembre 2014

1.2 RÉSUMÉ DES ACTIVITÉS DE L'ANNÉE POUR CHAQUE TYPE D'ÉNERGIE

Progrès généraux en 2013 et 2014

En 2013 et 2014, le gouvernement a dévoilé plusieurs nouvelles politiques sur l'économie d'énergie, alors que s'achevait le travail nécessaire sur les politiques déjà en place. Dans l'ensemble, l'activité en matière de politiques, particulièrement en ce qui concerne l'électricité, a été beaucoup plus importante qu'au cours des années précédentes. Le secteur du gaz naturel a continué de réaliser des économies d'énergie au cours de la deuxième année de son cadre stratégique de trois ans en matière de gestion axée sur la demande, et l'élaboration des politiques du nouveau cadre qui viendra remplacer le cadre actuel en 2015 est déjà commencée. Des mesures plus énergiques, quoique toujours modérées, ont été prises pour remplacer les carburants de transport actuels par des carburants propres afin de réduire les émissions. Comme au cours des années précédentes, peu d'efforts ont été déployés pour optimiser l'efficacité des carburants de transport et réduire la consommation d'énergie. En ce qui a trait aux activités pour réduire l'utilisation du mazout et du propane, aucun effort n'a été fourni en ce sens.

Électricité

Le secteur de l'électricité a été relativement actif. Le résumé ci-dessous ne constitue pas une liste exhaustive de tous les progrès, mais il couvre les projets importants qui portent sur les grandes questions telles que la planification du réseau d'électricité, les cibles d'économies, la production d'énergie renouvelable, l'établissement de prix, l'éducation des consommateurs, le réseau intelligent, les normes d'efficacité énergétique et la mise en œuvre des programmes.

Une demi-douzaine de projets de politiques essentiels ont été publiés ou étaient en cours durant l'année :

- Le plus évident est le Plan énergétique à long terme (PELT), qui a été publié avec le livre blanc *Priorité à la conservation de l'énergie*.
- La structure réglementaire actuelle pour les programmes d'économie d'énergie a été prolongée d'une année jusqu'à la fin 2015 (tel que recommandé par le CEO) afin de faciliter le passage à un nouveau cadre réglementaire.
- Les travaux de conception ont été lancés pour le nouveau cadre *Priorité à la conservation de l'énergie*, qui sera en vigueur de 2015 à 2020.
- Le cadre contient une nouvelle cible de réduction de l'ordre de 7 térawattheures à atteindre d'ici 2020.
- Une étude sur la gestion de l'économie et de la demande (la première depuis plusieurs années) a été publiée au début 2014 afin d'orienter la conception des politiques et des programmes.
- Deux rapports sur une nouvelle approche proposée pour la planification des infrastructures régionales ont été publiés.

Tous ces projets sont examinés ci-dessous.

La version révisée du Plan énergétique à long terme, publiée en décembre 2013, est venue modifier les cibles d'économie présentées dans le PELT précédent et dans la directive sur le profil d'approvisionnement de février 2011. Les anciennes cibles d'économie d'énergie et de demande de pointe ont été remplacées par les nouvelles cibles du PELT de 2013. Il y a maintenant une seule cible de consommation d'électricité à long terme qui vise une économie de 30 térawattheures d'ici 2032 et vient ainsi remplacer la cible de 2030 de l'ancien PELT; de plus, il n'existe pour l'instant aucune cible provisoire telle qu'on en trouvait dans le PELT précédent. Les cibles provisoires de demande de pointe de ce dernier ont été remplacées par une cible de demande unique pour 2025. En utilisant des programmes de réponse à la demande en approvisionnement pour compenser la croissance de la demande de pointe, le PELT de 2013 fixe une cible de 10 % pour la réduction de la demande de pointe d'ici 2025 (approximativement 2 400 mégawatts).

Par conséquent, ce rapport n'évalue pas les progrès réalisés pour atteindre les cibles provisoires d'économie d'énergie et de demande de pointe des PELT précédents pour 2015, 2020 et 2025, ni les cibles finales du Plan pour 2030 puisqu'elles ont toutes été annulées par le PELT de 2013. Les prochains rapports du CEO se pencheront sur

les progrès vers l'atteinte de la nouvelle cible de *Priorité à la conservation de l'énergie* d'ici 2020, ainsi que sur les cibles du PELT pour la réduction de la demande de pointe d'ici 2025 et l'économie d'énergie d'ici 2032.

Plusieurs directives et projets de politique liés à l'approvisionnement en énergies renouvelables ont été ajoutés au cadre stratégique. Parmi ceux-ci, le plus marquant est le lancement d'un tarif de rachat garanti (TRG) modifié qui comprend des changements aux périodes tarifaires, à la taille (capacité de production) des projets admissibles, ainsi qu'aux montants nécessaires à l'acquisition de chaque nouvelle technologie. Un nouveau processus d'appel d'offres concurrentiel pour l'acquisition de projets majeurs de production d'énergies renouvelables (c.-à-d., les projets dont la capacité de production est de 500 kilowatts ou plus) viendra remplacer l'ancienne réglementation sur les TRG. Finalement, le ministre de l'Énergie a lancé un appel d'offres pour obtenir une capacité de stockage de 50 mégawatts d'électricité[2].

Deux études qui examinaient le potentiel de transfert des charges de la tarification en fonction de l'heure ont été achevées. Le ministère de l'Énergie a lancé le site Web ÉNERGISEZmoi afin de renseigner les consommateurs sur la gestion de leur consommation d'électricité. Quelques services de distribution ont commencé à tester des applis (applications logicielles) dont le développement est financé par le ministère de l'Énergie afin d'aider les consommateurs à mieux comprendre les données relatives à leur consommation d'électricité. Il en sera question plus loin dans ce rapport.

Autrement, en ce qui a trait aux politiques sur les prix, la SIERÉ a été chargée de rédiger un rapport (publié au début 2014) sur les éléments qui composent le coût de l'ajustement général du prix de l'électricité. L'objectif général de cette étude était de favoriser une meilleure adéquation entre le prix de l'électricité et les conditions du marché et le cours au comptant horaire. Tout au long de 2013, les grands consommateurs industriels ont déposé une demande pour un programme de tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel (numéro 011-7086 dans le Registre environnemental) conçu de manière à utiliser les surplus de production actuels, à permettre à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO)* de percevoir des paiements pour l'électricité qu'il n'aurait autrement pas pu obtenir et à aider les grandes industries à gérer leur consommation d'électricité[3]. En décembre 2013, l'OEO a fait sept offres aux compagnies couvertes par ce programme. Ces offres sont en cours de négociation.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) a publié un rapport sur le réseau intelligent qui fournit aux services de distribution des précisions supplémentaires sur son interprétation des directives du gouvernement pour la mise en place de l'infrastructure du réseau intelligent. La CENO a également mis sur pied un comité consultatif sur le réseau intelligent. Le ministère de l'Énergie a lancé une deuxième procédure d'appel de demandes pour son Fonds de développement du réseau intelligent; 41 demandes ont été reçues et le ministère a offert de verser près de 23 millions de dollars pour financer 17 projets. Des ententes de financement sont en cours de négociation.

En décembre 2013, le gouvernement a déposé des modifications au Règl. de l'Ont. 404/12 (Rendement énergétique des électroménagers et du matériel) en vertu de la *Loi sur l'énergie verte de 2009*. Ces modifications comprenaient une mise à jour ainsi que de nouvelles exigences minimales sur l'efficacité et sur les méthodes de test pour 25 produits (dont sept étaient nouveaux et ne faisaient pas l'objet d'une réglementation), ainsi que des changements administratifs afin d'améliorer la clarté du texte. Au total, le règlement couvre maintenant 81 produits que les ménages et les entreprises utilisent.

La prestation des programmes sous la bannière énergiconomies s'est poursuivie en 2013 tout au long de la troisième année du cadre stratégique de 2011-2014. Ce sont des programmes du premier palier, c'est-à-dire que l'OEO les conçoit et que les ELD les mettent en œuvre. Les progrès pour atteindre les cibles de 2014 d'économie d'énergie et dans la demande de pointe avancent à peu près à la même vitesse qu'en 2012. Bien qu'il soit peu probable que la cible pour la demande (une réduction de la demande de pointe de l'ordre de 1 330 mégawatts pour 2014) soit atteinte (puisque moins de la moitié de cette cible a été atteinte jusqu'ici, alors qu'il ne reste qu'un an pour y parvenir), il est possible que l'Ontario puisse atteindre les cibles d'économie d'énergie, puisqu'il

* À la suite d'une décision du gouvernement en 2014, l'OEO et la SIERÉ ont été fusionnés en une seule agence, et ce à compter du 1er janvier 2015. Elle portera le nom de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) et elle assumera les fonctions des deux agences.

ne reste que 900 gigawattheures d'économies à réaliser en 2014, pour un total de 6 000 gigawattheures d'économies accumulées au cours de la période de quatre ans. Le travail entamé par l'OEO et les ELD afin de déterminer quels programmes seront prolongés jusqu'en 2015 a été achevé et quelques programmes ont été modifiés.

Un nouveau programme de deuxième palier (soit les programmes que les ELD conçoivent et mettent en œuvre sans que l'OEO y participe) a été lancé en 2013. PowerStream, l'ELD qui dessert plusieurs collectivités au nord de Toronto, a lancé un programme pour économiser l'électricité dans les réfrigérateurs commerciaux à l'aide de vérifications et de mises à niveau des équipements (Programme d'encouragement à la réfrigération commerciale).

Gaz naturel

Enbridge Gas Distribution et Union Gas ont continué à mettre en œuvre les programmes de gestion axée sur la demande (GAD) au cours de la deuxième année du plan de GAD sur trois ans lancé l'an passé pour la période de 2011 à 2014. De manière générale, les résultats d'Enbridge par rapport à ses objectifs pour cette deuxième année sont pires que ceux de l'an passé, quoique les programmes pour le secteur résidentiel, qui représentent une grande part du gaz distribué par Enbridge, ont eu davantage de succès. Union Gas a eu davantage de succès et elle a augmenté l'ensemble des économies d'énergie en 2013; les économies de ses programmes pour les grands consommateurs industriels ont vraiment bondi. Ces programmes sont examinés en profondeur à la section 3.2 du présent rapport.

En 2013, Enbridge Gas Distribution a déposé une demande à la CENO afin d'obtenir l'autorisation de construire un pipeline de gaz naturel et les installations qui y sont associées à la grandeur de la région du Grand Toronto. La CENO a accordé cette autorisation au début 2014. Des groupes environnementaux se sont opposés au projet de pipeline en se fondant sur l'argument que la GAD est une solution de rechange viable. Notre rapport examine dans quelle mesure la Commission a pris en compte la gestion de la demande à cette audience.

Mazout et propane

Il n'existe actuellement aucun programme gouvernemental d'économie de mazout et de propane. Comme par les années passées, le gouvernement n'a pas défini de cibles pour économiser ces carburants, ni pour réduire la consommation d'énergie thermique. Les programmes gouvernementaux qui s'achevaient en 2012 (soit le Programme d'économie d'énergie domiciliaire de l'Ontario et l'Incitatif ontarien pour les systèmes de chauffage solaire thermique, qui visaient à réduire l'utilisation de plusieurs types de carburants, notamment le mazout et le propane) n'ont pas été remplacés en 2013 ni en 2014.

Carburants de transport

Très peu d'efforts ont été déployés en 2013 et 2014 pour réduire la consommation des carburants de transports ou en faire une utilisation efficace (p. ex., faire du covoiturage afin de réduire le nombre de véhicules avec un seul occupant). Le gouvernement semble se concentrer presque exclusivement sur le remplacement des carburants afin de réduire les émissions, mais même ces efforts demeurent plutôt modestes. Durant l'année 2013, le ministère des Transports (MTO) a poursuivi la mise en œuvre du Programme d'encouragement pour les véhicules électriques; des progrès significatifs ont été réalisés en 2013, puisque le nombre de VE a plus que doublé par comparaison à la même période l'an passé. Cependant, il faudra adopter les VE beaucoup plus vite et à grande échelle pour atteindre ces cibles.

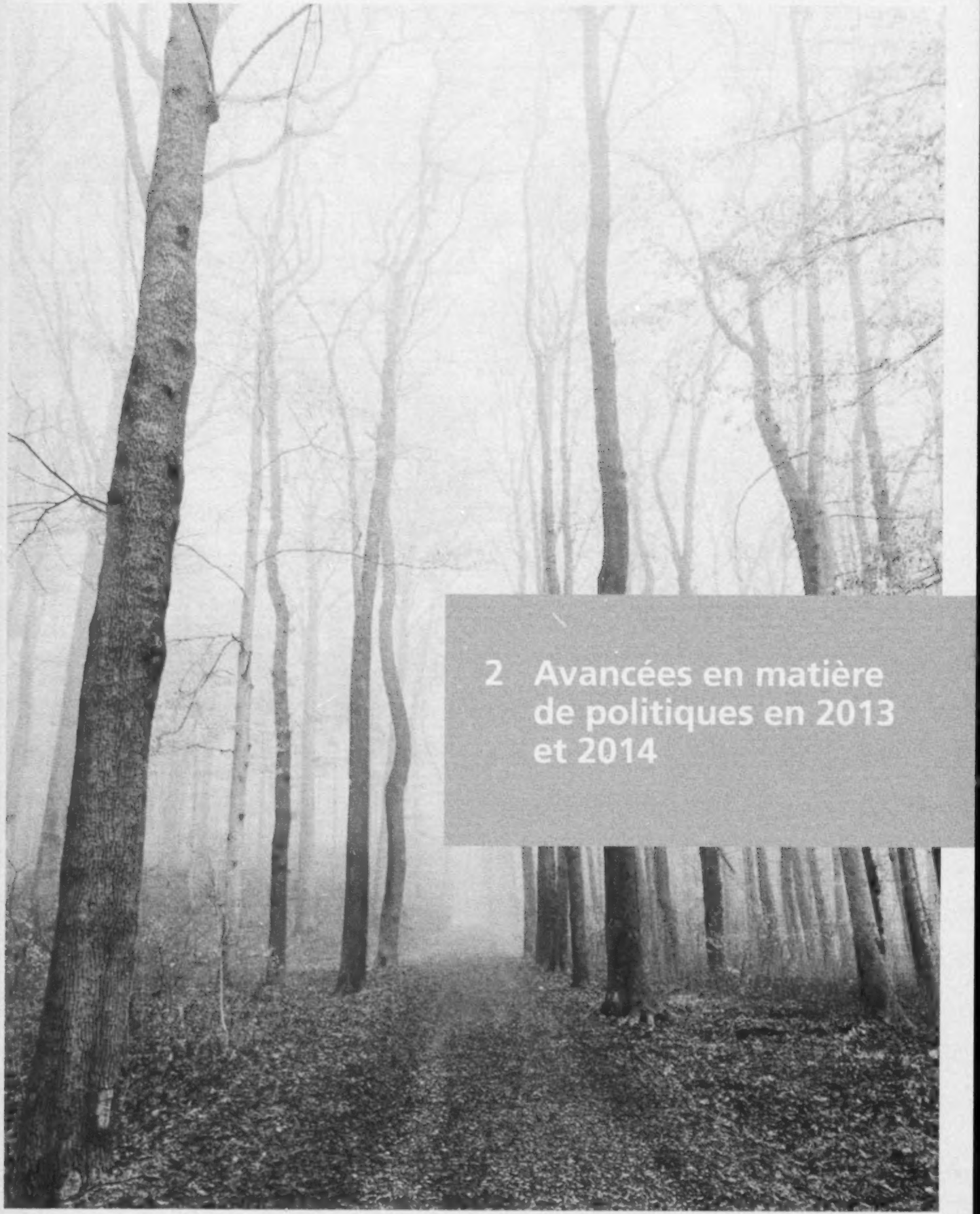
À la fin de 2013, le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique (MEACC) a affiché sur le Registre environnemental un avis de proposition pour une réglementation verte sur le diesel (nº 012-0363), puisque le secteur des transports est la principale source d'émissions de gaz à effet de serre de l'Ontario. La réglementation est entrée en vigueur en avril 2014. Elle viendra accroître l'utilisation du diesel, qui a un meilleur rendement sur le plan environnemental, afin d'améliorer la qualité de l'air et de réduire les émissions responsables des changements climatiques. En 2013, le ministère de l'Énergie n'a investi aucun effort mesurable afin d'atteindre la cible fixée pour le transfert vers les carburants de transport à faibles émissions de carbone (soit la Norme sur les carburants à faible teneur en carbone, qui exige une réduction de 10 % de l'intensité en carbone des carburants de transport d'ici 2020); le ministère s'est contenté de surveiller d'une part l'adoption en Californie de la norme sur les carburants à faible teneur en carbone et des voies de conformité qui y sont associées et d'autre part la mise en œuvre par le MEACC du règlement sur le diesel à faible teneur en carbone mentionné ci-dessus.

À long terme, trois projets annoncés à la fin de 2013 et au début de 2014 ont le potentiel de réduire la consommation d'énergie dans le secteur des transports.

En décembre 2013, le MTO a affiché un avis d'information pour un projet pilote qui vise à faire l'essai de véhicules autonomes, communément appelés véhicules sans conducteur (avis n° 011-9707). Dans un document résumant la proposition, le MTO mentionnait que l'amélioration du rendement des carburants et la réduction des émissions des véhicules constituent des avantages possibles de l'adoption généralisée des véhicules autonomes. Le MTO a déclaré que le projet pilote n'a pas encore commencé et que le ministère n'a pour l'instant aucune intention de recueillir des données sur les véhicules autonomes[4]. Le ministère n'a pas estimé la réduction de la consommation d'énergie à cause de facteurs tels que la disponibilité des véhicules et leur effet sur le nombre de kilomètres parcourus par véhicule. Le ministère envisage de discuter de certaines questions avec les parties concernées, notamment la collecte de données sur le rendement des carburants et les émissions polluantes.

Le budget de l'Ontario de 2014 a annoncé l'ajout de voies pour les véhicules à occupation multiple (VOM) sur l'autoroute 401 dans les régions de Peel et Halton à compter de 2019-2020. Le budget proposait également d'investir les recettes des éventuelles voies réservées aux VOM à accès spécial tarifié sur les autoroutes de type 400 de l'Ontario (p. ex., le transport en commun). Le MTO a indiqué qu'il ne dispose actuellement pas d'assez de données pour élaborer un modèle du réseau de voies pour les véhicules à occupation multiple et de voies réservées aux VOM à accès spécial tarifié et en estimer les économies d'énergie potentielles, mais il compte bien y arriver[5].

La province a annoncé qu'elle allait de l'avant avec son projet de ligne de chemin de fer à grande vitesse (dans les années précédentes, le MTO avait indiqué son intention d'examiner les prochaines étapes pour la planification d'une liaison ferroviaire à grande vitesse entre Windsor et la ville de Québec). Un communiqué de presse a indiqué que le gouvernement finalisera le dossier de décision et entamera une évaluation environnementale pour la ligne desservant London, Kitchener-Waterloo et Toronto d'ici l'automne 2014[6].



2 Avancées en matière de politiques en 2013 et 2014

2.1 DONNE-T-ON LA PRIORITÉ À L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE?

2.1.1 UNE NOUVELLE VISION POUR L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE EN ONTARIO

« La conservation de l'énergie devrait être la première ressource à envisager pour répondre aux besoins d'électricité de l'Ontario. »[7]

Le gouvernement de l'Ontario a exprimé pour la première fois un principe avant-gardiste dans le document de travail intitulé *Priorité à la conservation de l'énergie : Vision renouvelée de la conservation de l'énergie en Ontario* publié le 16 juillet 2013. Il est écrit dans le document que l'économie d'énergie est « la ressource énergétique la plus propre et la moins chère » et que les investissements en économie d'énergie entre 2005 et 2011 ont aidé l'Ontario à éviter de construire de nouvelles et coûteuses centrales de production d'électricité qui auraient coûté presque quatre milliards de dollars. D'autres régions s'engagent fermement à économiser l'énergie et à en faire une utilisation efficace, et le rapport suggère que l'économie d'énergie devrait à l'avenir jouer un rôle prépondérant dans la planification de l'énergie en Ontario.

Le document de travail *Priorité à la conservation de l'énergie* est divisé en deux parties :

- La première partie porte sur la vision de la « priorité à la conservation » et mentionne brièvement une série de nouveaux projets et de nouvelles politiques possibles sur l'économie d'énergie à créer pour soutenir la vision;
- La deuxième partie décrit les propositions générales d'un nouveau cadre de prestation des programmes d'économie d'électricité pour la période de 2015 à 2020 qui remplacerait le cadre de gestion de la demande et de l'économie qui lui se termine à la fin de 2014.

Cependant, le gouvernement n'a pas choisi de mécanismes particuliers pour atteindre les objectifs du document de travail et il ne dresse même pas la liste de ses options favorites.

Au lieu, le ministère de l'Énergie a cherché à obtenir l'avis du public sur les idées exprimées dans le document de travail et il l'a affiché comme une proposition de politique sur le Registre environnemental (avis no 011-9614). La consultation a eu lieu en parallèle avec la révision gouvernementale du Plan énergétique à long terme (PELT) et le gouvernement a dit que l'économie d'énergie devrait jouer un grand rôle dans la planification provinciale à long terme de l'énergie. À l'instar de la révision du PELT, vingt questions ouvertes encadraient la rétroaction sur la vision du document de travail et portaient sur la façon de fixer les nouvelles cibles d'économie d'énergie et de concevoir le nouveau cadre.

La période de consultation sur le document *Priorité à la conservation de l'énergie* a pris fin le 16 septembre 2013. On a reçu 267 commentaires en réponse à l'avis de proposition affiché sur le Registre. En général, les commentateurs soutiennent vivement la

vision du gouvernement de donner la priorité à l'économie de l'énergie au détriment de la nouvelle production d'énergie.

Les commentaires sur l'économie d'énergie se concentraient majoritairement sur les points suivants :

- Le besoin de s'engager à long terme et de financer adéquatement l'économie d'énergie, de tenir compte aussi de la rentabilité et des coûts évités pour que l'économie d'énergie soit évaluée de façon juste en fonction de nouvelles options de production d'énergie;
- L'appui pour la conception d'une définition large de l'économie d'énergie et des activités de gestion de la demande qui comprennent le stockage, l'autogénération, les pertes dans les lignes de transport et le réseau intelligent;
- Le besoin d'intégrer l'économie d'énergie dans la planification régionale de l'énergie afin de cibler les besoins précis du réseau qui fourniront à la province la meilleure valeur dans ce domaine;
- L'appui des cibles (demande de pointe et en énergie) en fonction du potentiel des ELD qui représente la quantité minimale d'économies atteignables.

2.1.2 METTRE EN ŒUVRE LA *PRIORITÉ À LA CONSERVATION DE L'ÉNERGIE*

Depuis que la consultation sur le document *Priorité à la conservation de l'énergie* s'est terminée en septembre 2013, le ministère de l'Énergie a agi rapidement dans certains cas et il a piétiné ailleurs.

Le ministère a lancé les actions suivantes à ce jour :

- Publication du Plan énergétique à long terme qui définit le rôle de l'économie d'énergie dans la planification provinciale du réseau d'électricité et s'engage à mettre en œuvre certaines autres propositions du document de travail comme le financement à même la facture (2 décembre 2013);
- Directive remise à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) pour établir un nouveau cadre d'économie d'énergie pour les distributeurs de gaz naturel pour la période de 2015 à 2020 et pour voir comment intégrer l'économie d'énergie dans la planification de l'infrastructure de l'électricité et du gaz naturel aux échelles régionale et locale (26 mars 2014);
- Directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) pour déployer les éléments du PELT et transférer les programmes de réponse à la demande à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (31 mars 2014);
- Création du nouveau cadre politique pour la prestation des programmes d'économie d'électricité entre 2015 et 2020 grâce aux directives remises à la CENO (26 mars 2014) et à l'OEO (31 mars 2014).

Le 9 septembre 2014, le ministère de l'Énergie a affiché sur le Registre environnemental un avis de décision sur la proposition sur le document de travail, soit près d'une année après la fin de la période de consultation et six mois après la remise des directives à l'OEO et à la CENO sur les nouveaux cadres politiques sur l'économie de gaz naturel et d'électricité. L'avis de décision fait mention de ces directives et de la publication du PELT, mais il ne comporte aucune mise à jour sur les autres projets décrits dans le document de travail qui ne sont pas mentionnés ni dans le PELT, ni dans un suivi pour la CENO et l'OEO.

Le CEO a demandé au ministère de l'Énergie de faire un rapport de situation sur ces propositions d'ailleurs résumées dans le tableau 1 avec les réponses du ministère. Le ministère a indiqué que tous les projets dans *Priorité à la conservation de l'énergie* demeurent à l'étude, à l'exception d'un qui vise à répartir le coût de l'économie d'énergie sur la durée des investissements.

Tableau 1 : Progrès réalisés dans les propositions du document *Priorité à la conservation de l'énergie*[6]

Propositions du document Priorité	Commentaires du ministère de l'Énergie sur les progrès
« Le coût de la conservation pourrait être réparti sur la durée de vie de l'investissement, comme c'est le cas pour les investissements dans l'offre. »	« *Priorité à la conservation de l'énergie* propose que le coût des projets d'économie soit réparti sur la durée de vie des investissements, comme pour les investissements dans l'offre, ce qui pourrait réduire les répercussions des taux à court terme et créer un partage davantage équitable des coûts entre tous les consommateurs, actuels et à venir, qui pourraient profiter des programmes. Pendant la consultation sur le document *Priorité à la conservation de l'énergie* et le processus d'engagement, cette proposition n'a pas été fortement appuyée. L'analyse sur le fait de retarder le paiement au moyen d'un mécanisme d'amortissement montre qu'il pourrait attirer un intérêt sur les quantités excédentaires récupérables auprès des clients, ce qui diminuerait à court terme le coût de l'économie, mais augmenterait à long terme de façon importante les coûts. Par conséquent, il a été décidé de ne pas poursuivre la proposition en ce moment. »
« Les programmes d'établissement dynamique des prix peuvent donner des avantages supplémentaires aux clients qui transfèrent leur consommation vers des périodes de faible demande. »	« Le plan de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) consiste à lancer cet automne (2014) une revue exhaustive des prix de l'électricité pour les clients (résidentiels et les petites entreprises) de la grille tarifaire réglementée. Le ministère travaillera avec la CENO pour examiner les options de prix, y compris l'établissement dynamique et de plein gré des prix pendant la revue. En attendant que les ententes sur le paiement de transfert soient exécutées, le ministère soutient aussi deux projets pilotes d'établissement dynamique des prix grâce à son Fonds de développement du réseau intelligent. »
« Les systèmes d'évaluation pour les édifices permettraient aux consommateurs d'établir des repères de l'efficacité énergétique des diverses propriétés et de prendre ainsi des décisions éclairées sur leur investissement. »	« Le ministère examine actuellement le potentiel des systèmes d'évaluation pour les secteurs résidentiels et commerciaux. Dans le cas du secteur résidentiel, le ministère explore les options pour évaluer et divulguer la consommation énergétique domiciliaire au moment de la vente. Dans le secteur commercial, le ministère évalue les options pour adopter des repères et la déclaration sur l'énergie. »
« La province pourrait aussi explorer le concept d'un fonds renouvelable pour aider à financer les rénovations liées à l'économie d'énergie des clients résidentiels et commerciaux. »	« Le ministère effectue actuellement l'analyse d'une proposition sur le financement des rénovations liées à l'économie d'énergie au moyen d'un fonds renouvelable. »
« La réduction des pertes en ligne va généralement de pair avec la modernisation de la technologie et du matériel, et il peut être approprié d'autoriser les services publics à recouvrer les coûts connexes. »	« Le ministère continue de travailler avec la CENO pour encourager la modernisation du réseau et promouvoir le fait de cibler l'efficacité dans la distribution de l'électricité et de la réaliser. »
« La force du plan de conservation d'un organisme du secteur public élargi pourrait faire partie des éléments pris en compte dans l'évaluation des demandes de financement soumises à la province. »	« Le ministère analysera les plans de conservation du secteur public élargi et il communiquera avec les ministères concernés et les organismes du secteur pour soutenir les organismes du secteur public élargi dans la mise en œuvre de leurs plans de conservation. »
Une approche envisagée est d'adopter automatiquement les principales normes d'efficacité d'autres régions d'Amérique du Nord, ce qui améliorerait le propre processus de réglementation de l'Ontario.	« L'Ontario est la seule région au Canada qui permet l'adoption hâtive et la mise à jour automatique; ce sont des mécanismes qui aident l'industrie à faire en sorte que leurs produits répondent aux nouvelles normes énergétiques avant que les modifications réglementaires n'entrent en vigueur. »

Commentaires du CEO

Processus de consultation

Le CEO félicite le ministère de l'Énergie d'avoir utilisé le Registre environnemental pour lancer une consultation sur le document *Priorité à la conservation de l'énergie* ayant si clairement une importance environnementale et d'avoir affiché un avis de décision sur le Registre au sujet de cette proposition, comme il est prévu dans la *Charte des droits environnementaux de 1993*. Par le passé, le CEO a critiqué le ministère parce qu'il n'avait pas utilisé le Registre[9].

Cependant, la qualité de l'avis de décision du ministère laissait à désirer. Alors que le ministère de l'Énergie a posé 20 questions dans le document de travail pour orienter la consultation, l'avis de décision ne dit pas si les réponses du public aux questions ont été prises en compte. L'avis de décision ne donne que peu de renseignements, il n'indique pas systématiquement quelle proposition du document sera adoptée (ou rejetée) et il n'explique pas les raisons. Tel qu'il a été mentionné, le CEO a appris au cours d'un suivi que le ministère n'avait pas encore pris sa décision sur certaines propositions. Par contre, il a décidé de rejeter au moins une proposition, en partie en raison des commentaires négatifs qui ont été faits à son endroit au cours de la consultation du public. L'avis de décision sur le Registre a pour but d'aider le public à comprendre comment les ministères prennent des décisions. Le CEO empresse le ministère de dire au public si certaines propositions ont été rejetées et pourquoi.

Dans la plupart des cas, on ne dit que très peu de choses sur les propositions de politiques dans le document *Priorité*, ce qui fait, selon le CEO, qu'il est nécessaire de lancer une deuxième ronde de consultation sur les spécificités nécessaires. Le CEO remarque également le besoin de consultation sur le Registre au sujet des mesures de suivi, comme les directives et les règlements qui donnent le droit au sens de la loi de mettre en œuvre les mesures du document *Priorité à la conservation de l'énergie*. Enfin, le ministère n'a pas utilisé le Registre pour consulter le public au sujet des directives qu'il a remises à l'OEO et à la CENO qui découlaient du document de travail.

Peut-on donner la priorité à la conservation de l'énergie?

Passons de la revue du document de travail à son contenu. Les actions du ministère de l'Énergie confirment qu'il cherchera à mettre en application le principe d'accorder la priorité à l'économie d'énergie dans la planification du réseau d'électricité sur tous les plans géographiques (local, régional et provincial) et dans celle du réseau de gaz naturel. Il est difficile de trouver une faille dans ce concept et il n'est pas étonnant de savoir que le public l'a fortement appuyé. En effet, le CEO a longtemps soutenu que l'économie d'énergie a été sous-estimée et qu'elle pourrait jouer un rôle bien plus important pour répondre aux besoins énergétiques de l'Ontario. Cependant, si on gratte la surface, il apparaît évident que cette belle phrase cache quelques choix politiques difficiles que le gouvernement n'a pas encore faits.

Un enjeu important pertinent pour toutes les sphères de la planification du réseau d'électricité est la façon dont on compare les coûts et les avantages de l'économie d'énergie et de l'approvisionnement de l'énergie. L'engagement du gouvernement à accorder la priorité à l'économie d'énergie est souvent annexé de la mention « quand cette option est rentable »[10], ce qui devrait créer d'excellentes occasions pour les projets d'économie d'énergie puisque les programmes en vigueur génèrent constamment de grandes économies de manière rentable. Qui plus est, les études suggèrent que le potentiel inexploité est très grand (voir la section 2.2).

Toutefois, jusqu'à très récemment, les tests utilisés en Ontario pour comparer le coût de l'économie de l'énergie par rapport à celui d'un nouvel approvisionnement en énergie n'accordent aucune valeur aux avantages environnementaux que procure l'économie d'énergie (p. ex., le fait d'éviter d'émettre des gaz à effet de serre). Il s'agit d'une préoccupation systémique qui sous-estime l'économie d'énergie et limite la capacité de l'Ontario à exploiter son plein potentiel. Tôt en octobre 2014, le ministère de l'Énergie a indiqué au CEO qu'il évaluait s'il devait offrir d'autres orientations supplémentaires à savoir si les coûts et les avantages des effets, comme les incidences environnementales, devraient être inclus au moment d'évaluer la rentabilité de l'économie d'énergie[11]. Plus tard dans le mois, le ministère a ordonné à l'OEO de modifier son analyse sur les coûts-avantages pour qu'elle tienne compte des avantages non liés à l'énergie des programmes, notamment les avantages environnementaux, économiques et sociaux[12]. Au départ, cette mesure sera réalisée en ajoutant 15 % pour refléter environ les avantages de l'économie et elle sera peaufinée au fil des années. En ce moment, du moins, la méthodologie ne

s'applique qu'au secteur de l'électricité. Le cadre actuel sur le gaz naturel et ses successeurs proposés ignorent tous deux les avantages environnementaux[13].

On ignore si le ministère ordonnera la CENO d'ajuster le traitement des coûts et des avantages dans le cadre sur le gaz naturel pour qu'il corresponde à la méthodologie qu'il a récemment définie pour le secteur de l'électricité. Le problème a déjà été soulevé en 2011 lorsque la CENO a conçu le cadre réglementaire sur l'économie de gaz naturel pour la période de 2012 à 2014. Le personnel de la Commission a recommandé que les tests sur les coûts-avantages dont les distributeurs se servent soient incorporés aux effets environnementaux, comme les émissions de carbone, mais la CENO n'a pas donné suite à cette recommandation[14]. Le CEO n'est pas d'accord avec la décision de la CENO et il a recommandé que la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* soit modifiée pour que les objectifs de la CENO tiennent compte des coûts environnementaux[15]. La CENO évalue le traitement des coûts et des avantages dans une procédure réglementaire en cours, mais en ce moment, le cadre réglementaire sur l'économie de gaz naturel n'est pas aligné au cadre sur l'électricité.

Le CEO félicite le ministère de l'Énergie d'avoir reconnu le besoin de tenir compte des avantages environnementaux de l'économie d'énergie dans ses analyses économiques. Le CEO espère que cette mesure indique que le gouvernement a l'intention de renforcer le lien entre sa politique sur l'énergie et ses efforts pour atteindre les cibles sur les changements climatiques. Le CEO croit que l'économie d'énergie crée de précieux avantages environnementaux, non pas seulement en réduisant les émissions de GES, mais aussi en améliorant la qualité de l'air et en diminuant les répercussions sur l'aménagement du territoire liées aux activités d'extraction, de production et d'approvisionnement. Il ne faut surtout pas l'oublier.

L'évaluation adéquate de la valeur de l'économie d'énergie n'est qu'un des enjeux politiques qui doit être traité afin de réaliser la vision du document *Priorité à la conservation de l'énergie*.

Dans les six sections suivantes du rapport, le CEO examine d'autres questions importantes et il porte un regard particulier sur la façon dont l'économie d'énergie est intégrée à la planification des réseaux d'énergie, à différentes échelles géographiques et dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel.

- *Le gouvernement a-t-il défini une cible d'économie d'énergie à long terme correctement ambitieuse, quoique toujours atteignable?* La section 2.2, Déterminer l'économie d'énergie réalisable en Ontario, se penche sur les hypothèses qui ont joué sur la façon dont l'Ontario définit la cible d'économie d'énergie du Plan énergétique à long terme.
- *De quelle manière le gouvernement peut-il être tenu responsable d'avoir accordé la priorité à l'économie d'énergie dans la planification du réseau alors qu'il change constamment les règles du jeu, qu'il élimine des cibles provisoires et qu'il reporte à un avenir très lointain l'atteinte de sa cible d'économie?* La section 2.3, Lutte de pouvoir en Ontario : parviendrons-nous à un équilibre?, passe en revue le Plan énergétique à long terme; il s'agit du document d'orientation de l'Ontario pour les 20 prochaines années de planification du réseau d'électricité à l'échelle de la province.
- *Une souplesse accrue encouragera-t-elle les distributeurs d'électricité à concevoir et à offrir des programmes novateurs d'économie d'énergie?* La section 2.4, Le nouveau cadre sur les programmes d'économie d'électricité pour la période 2015-2020, traite des rôles évolutifs de l'OEO, de la CENO et des distributeurs d'électricité en fonction d'un nouveau cadre pour les programmes d'économie d'électricité.
- *Peut-on s'entendre sur la meilleure façon d'atteindre les besoins régionaux en électricité si les résidents locaux préfèrent l'économie d'énergie, alors que les planificateurs des réseaux préfèrent construire de nouvelles centrales ou lignes de transport?* La section 2.5, Planification régionale de l'énergie, soulève cette question d'après les récents changements apportés au processus de planification régionale de l'électricité que le gouvernement a soumis à une révision en réaction à une forte opposition contre la construction de deux centrales alimentées au gaz naturel prévues à Oakville et à Mississauga.
- *Est-ce que la culture des affaires et les incitatifs financiers incitent les distributeurs à favoriser les investissements en infrastructure construite au détriment de l'économie d'énergie?* La section 2.6, Le nouveau pipeline de la RGT – Aurait-on pu l'éviter grâce à l'économie d'énergie?, analyse la récente décision de la CENO d'approuver de nouvelles dépenses d'un milliard de dollars en infrastructure de pipeline de gaz naturel dans le Sud de l'Ontario. Les groupes environnementaux soutiennent qu'il aurait été possible d'éviter le

pipeline au moyen d'efforts ciblés d'économie d'énergie. Le CEO examine si la nouvelle orientation politique du ministère de l'Énergie et la CENO changera la façon dont les décisions seront prises dans les prochains projets d'infrastructure de gaz naturel.

- *Finalement, comment encourageons-nous tous les Ontariens à tenir un rôle dans l'économie d'énergie?* On a fait la promotion pendant environ dix ans de la vision précédente du gouvernement sur l'économie d'énergie qui visait à établir une culture de conservation de l'énergie en Ontario. Cependant, il s'agit pratiquement d'un slogan insipide, car peu d'efforts ont été faits pour réaliser concrètement la vision. Les données les plus récentes indiquent que l'engagement général des Ontariens dans la culture de l'économie d'énergie a chuté à son point le plus faible jamais connu à la fin de 2013[16]. La vision visant à créer une culture n'est jamais mentionnée dans les communiqués de presse actuels du gouvernement et elle semble avoir été reléguée aux oubliettes. La section2.7, Participation du client à l'économie d'énergie, évalue comment la politique d'établissement de prix et un meilleur accès à l'information sur l'énergie peuvent stimuler la participation à l'économie d'énergie.

La bonne méthode consiste à accorder la priorité à l'économie d'énergie, et le CEO félicite le ministère de l'Énergie d'avoir franchi cette étape. Toutefois, il ne s'agit que d'une première étape. Les enjeux soulevés dans les prochaines sections devraient montrer clairement que la profondeur de l'engagement du gouvernement à accorder la priorité à l'économie d'énergie n'aura d'égal que ses actions au cours des années à venir.

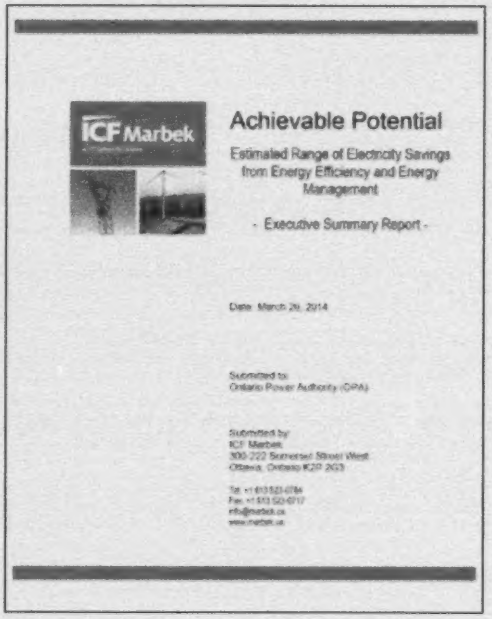
2.2 DÉTERMINER L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE RÉALISABLE EN ONTARIO

2.2.1 INTRODUCTION

Depuis que le gouvernement a adopté la méthode *Priorité à la conservation de l'énergie,* il a l'intention d'investir dans l'économie d'énergie au lieu de construire de nouvelles centrales lorsqu'il sera rentable d'agir ainsi, ce qui soulève de nombreuses questions : quelle quantité d'énergie l'Ontario peut-elle raisonnablement économiser? Quel est le coût de cette économie? Que devraient être les cibles d'économie d'électricité de l'Ontario?

Afin de répondre à ces questions, l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) a commandé une étude sur le potentiel atteignable (*Achievable Potential: Estimated Range of Electricity Savings from Energy Efficiency and Energy Management,* « l'étude »); elle a été publiée en mars 2014. Une firme de conseillers (ICF Marbek) a mené l'étude en collaboration avec l'OEO afin d'évaluer l'apport possible de l'économie d'électricité sur les besoins à long terme du réseau de l'Ontario. L'étude estime le potentiel d'économie d'énergie pour l'Ontario dans son ensemble ainsi que pour les dix zones régionales de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) de la province.

Les résultats de l'étude ont servi principalement au ministère de l'Énergie pour qu'il détermine l'ampleur de deux cibles importantes sur l'économie d'énergie, soit la cible d'économie d'électricité à long terme de 30 térawattheures (TWh) en économies d'énergie en 2030, cible décrite dans le Plan énergétique à long terme de 2013[17] (section 2.3) et la cible de 7 TWh en économies d'énergie en 2020 grâce aux programmes que gèrent les entreprises locales de distribution (ELD) décrite dans le Cadre Priorité à la conservation de l'énergie 2015-2020 (section 2.4). Les conclusions de l'étude permettent au ministère de croire qu'il pourrait atteindre les deux cibles réalistes de manière rentable (p. ex. : à un coût inférieur à celui de la production pour une quantité équivalente d'énergie).


ICF Marbek

Achievable Potential

Estimated Range of Electricity Savings from Energy Efficiency and Energy Management

- Executive Summary Report -

Date: March 26, 2014

Submitted to:
Ontario Power Authority (OPA)

Submitted by:
ICF Marbek
300-222 Somerset Street West
Ottawa, Ontario K2P 2G3

L'étude avait aussi pour mandat d'estimer les investissements totaux dont les administrateurs de programmes (l'OEO et les ELD) auront besoin pour générer les économies potentielles déterminées en offrant des programmes d'économie d'énergie en Ontario. Puisque de si nombreuses décisions importantes à long terme reposent sur les résultats de cette étude, il convient de se pencher en détail sur sa conception et ses hypothèses.

2.2.2 LA MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE

L'étude détermine les économies d'électricité potentielles grâce à l'économie d'énergie en 2012 et 2032 en fonction de la prévision de la demande en électricité à venir en Ontario; il s'agit du « scénario de référence ». Ce dernier reflète une méthode de *statu quo* pour indiquer quelle serait la consommation d'électricité de l'Ontario en l'absence de nouveaux projets d'économie de l'électricité (p. ex., les nouveaux règlements, codes, standards ou programmes) et il donne un point de référence à partir duquel comparer les économies d'électricité à venir. Il est présumé dans la prévision qu'un certain taux d'économies « naturelles » sera réalisé sans égard aux effets des programmes ou des politiques du gouvernement, mais l'hypothèse principale veut que le gouvernement ne lance aucun autre projet d'économies après 2005[18]. La prévision de la demande du cas de référence est issue du modèle prévisionnel de l'OEO sur l'utilisation finale et elle n'a pas été publiée dans l'étude. En l'absence de ces données repères, il sera difficile d'évaluer les prochaines économies atteintes en fonction de cette prévision de la demande.

2.2.2.1 QU'EST-CE QUE LE POTENTIEL?

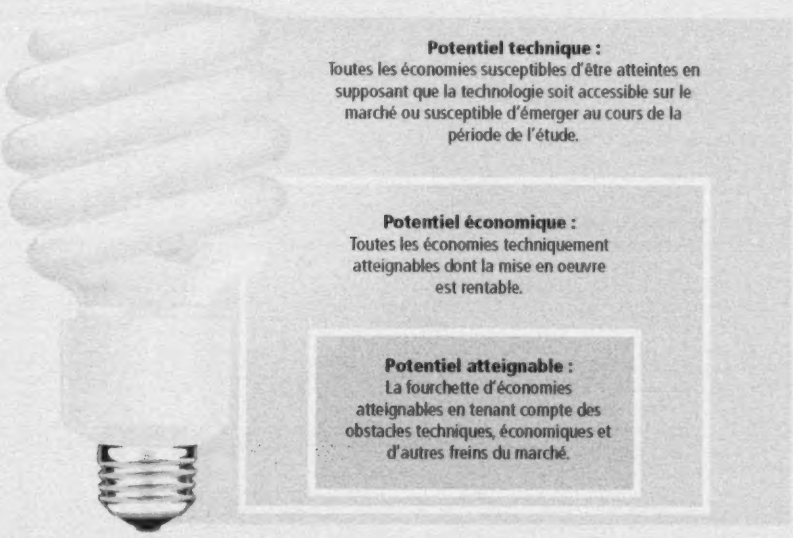


Figure 2 : Définir le potentiel

Le « potentiel » peut être technique, économique ou atteignable (voir la Figure 2). Simplement dit, le *potentiel atteignable* est la fourchette d'économies atteignables grâce à une série déterminée de politiques qui reconnaît qu'il est habituellement impossible d'obtenir un taux d'adoption de 100 % des mesures d'économie. Il tient compte des obstacles techniques, économiques et du marché et d'autres réalités pratiques ou politiques à surmonter afin d'offrir des programmes rentables d'économie et de convaincre les clients d'y participer.

L'étude de 2014 impose un test économique sur la plupart des mesures avant d'en tenir compte. Alors, l'estimation du potentiel technique de l'étude devrait être perçue comme une formule hybride entre les potentiels économique et technique et par conséquent comme une formule conservatrice.

Estimer le potentiel technique : On calcule d'abord dans l'étude le potentiel technique d'économie d'énergie de la province pour estimer le potentiel atteignable de l'Ontario.

À l'aide du modèle prévisionnel de l'OEO sur l'utilisation finale, on estime dans l'étude les économies d'énergie potentielles si toutes les mesures d'économie rentables étaient adoptées et exploitées au maximum[19]. Le modèle prévisionnel sur l'utilisation finale juge qu'une mesure d'économie d'énergie est rentable si les économies dépassent le coût de la mesure au cours d'une période définie (fondée sur les prévisions du prix de l'électricité). Bon nombre de ces suppositions du modèle de l'OEO ne sont pas expliquées dans le rapport public, notamment le rôle des codes et des normes, la façon dont on croit que la part du marché technologique changera si le gouvernement n'agit pas et les coûts assumés des mesures d'efficacité énergétique. Le modèle original de l'OEO ne tient pas compte de certaines autres mesures d'économie, dont la plupart sont des mesures d'économie liées au comportement. Ces économies sont estimées dans l'étude en fonction des résultats des études sur le potentiel d'autres régions canadiennes et elles sont adaptées au contexte ontarien en fonction de la recherche de l'OEO sur le marché[20].

Estimer le potentiel atteignable : La traduction des économies « techniques » potentielles en économies atteignables de manière réaliste s'appuie sur l'estimation des taux de participation, c'est-à-dire sur le pourcentage de clients potentiels qui adopteront vraiment une mesure d'efficacité énergétique. À l'origine, les taux de participation ont été estimés en fonction des études précédentes réalisées ailleurs. En ce qui a trait aux technologies importantes d'économie d'énergie, on a effectué une analyse en profondeur, notamment sur l'incidence des caractéristiques d'un programme d'économie sur le taux de participation. L'étude modélise la

façon dont les différentes valeurs des incitatifs financiers et les activités mobilisatrices (p. ex., la formation des consommateurs, le marketing et l'assistance technique) pourraient avoir une incidence sur la gamme d'économies atteignables selon les données recueillies au cours des entrevues auprès des experts du secteur afin d'estimer les taux de participation des clients pour les mesures choisies[21]. Le cas échéant, on a alors extrapolé les résultats sur d'autres mesures d'économie.

Cette analyse a donné deux estimations sur les économies potentielles atteignables, soit les quantités maximale et minimale, en fonction des différentes hypothèses au sujet des caractéristiques du programme. Dans le cas des économies atteignables maximales, on prétend que les programmes offrent des incitatifs qui permettent aux clients de rentabiliser leur investissement en une année, c'est-à-dire que le participant au programme récupère son investissement dans le programme à l'intérieur d'une année en assumant des coûts d'énergie moins élevés, et qu'ils seraient mis en marché de façon très dynamique, alors que, dans le cas des économies atteignables minimales, on prétend que les incitatifs permettent aux participants de rentabiliser leur investissement en deux ans et que les programmes seraient mis en marché de façon modeste. Il est également estimé dans l'étude le coût des programmes pour les abonnés à l'électricité si on offrait des programmes d'économie aux économies atteignables potentielles minimales et maximales.

2.2.3 RÉSULTATS – QUEL EST LE POTENTIEL?

Les cibles d'économie d'électricité de prochaine génération

Si toutes les économies techniquement possibles étaient réalisées, il est prévu par l'étude que l'économie pourrait réduire la consommation d'électricité en Ontario de jusqu'à 24 % (41 TWh) en 2032 par rapport au scénario de référence Figure 3). Même si on tient compte des obstacles techniques, économiques et du marché, l'économie pourrait de façon réaliste réduire la consommation d'électricité de jusqu'à 18 % en 2032 par rapport au scénario de référence, selon les estimations sur les économies potentielles atteignables maximales. L'estimation de 18 % équivaut à 30,7 TWh et elle jette les bases à partir desquelles la cible d'économie d'électricité (30 TWh en 2032) du Plan énergétique à long terme de 2013 a été calculée. Ces estimations comprennent le potentiel d'économie des programmes d'économie et elles tiennent compte des répercussions sur les changements passés et prévus dans les normes sur les équipements et les codes du bâtiment de l'Ontario.

L'étude évalue à 17,6 TWh les économies atteignables maximales totales en 2020 (figure 3)[22]. Cette estimation comprend plusieurs catégories d'économies que les programmes d'économie d'énergie des ELD ne couvrent pas. Ces économies ont été soustraites pour obtenir 8,6 TWh d'économies atteignables supplémentaires grâce aux programmes des ELD entre 2015 et 2020. Le ministère a ensuite déterminé la cible du Cadre Priorité à la conservation de l'énergie pour les programmes des ELD (7 TWh en 2020) en fonction d'un point milieu entre les potentiels atteignables d'économie minimal et maximal décrits dans l'étude[23].

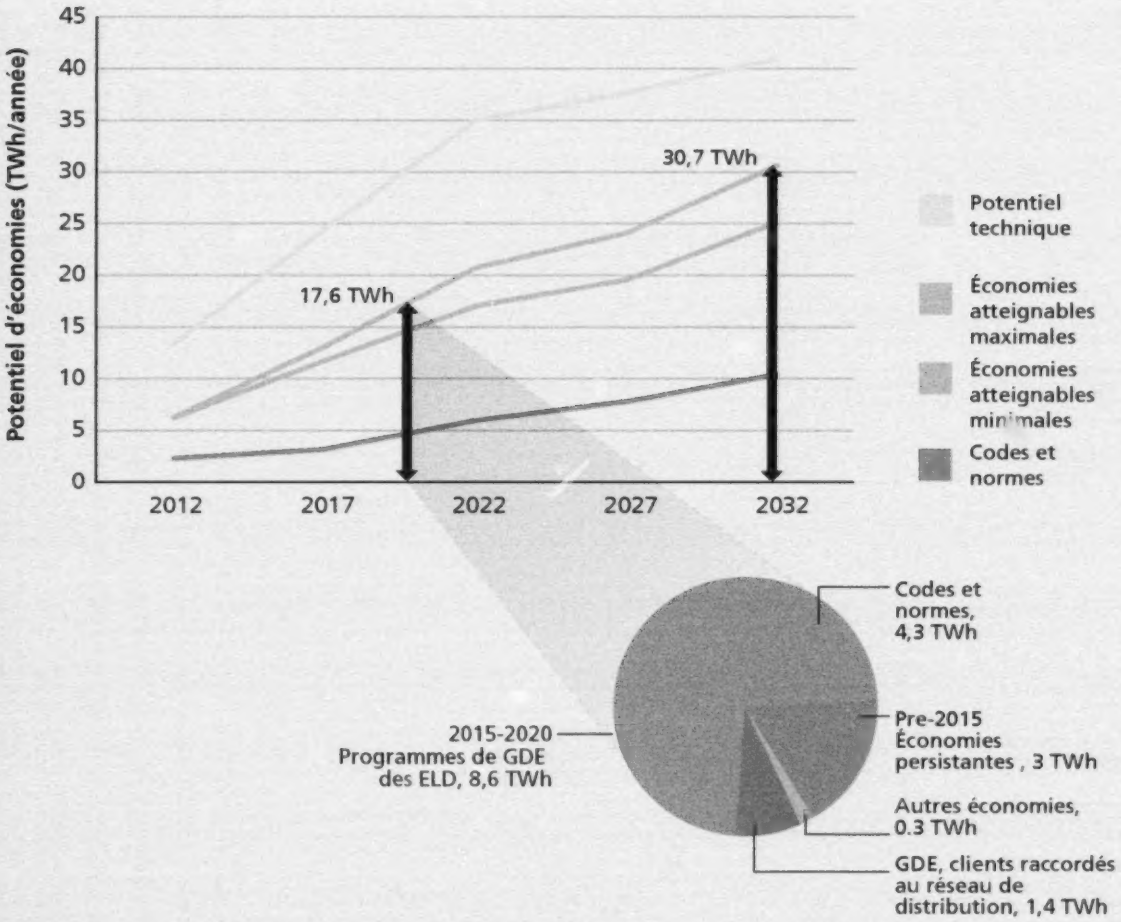


Figure 3 : Économies atteignables potentielles et techniques en 2012-2032

Source : ICF Marbek 2014[24].

L'étude a tenté de tenir compte des variations de toutes les régions susceptibles d'avoir une incidence sur le potentiel d'économies (p. ex., les différences entre les types d'édifices et les conditions du marché), mais on ignore avec quel degré d'exactitude l'étude reflète les caractéristiques spécifiques du territoire de services des ELD. L'OEO a conçu un outil de calcul du potentiel régional au moyen des résultats de l'étude pour aider les ELD à générer des estimations sur le potentiel local, même si cette méthode n'est pas directement utilisée pour calculer les cibles propres aux ELD qui englobent la cible de 2020 du Cadre Priorité à la conservation de l'énergie. À la demande des ELD, une autre étude sur le potentiel atteignable sera réalisée d'ici 2016 et elle passera en revue les cibles de 2020. Cette étude comprend une évaluation par le bas qui tient mieux compte de la variation entre les ELD (voir la section 2.4)[25].

Le potentiel d'économie par secteur et le coût de l'économie

Il est estimé dans l'étude que le coût moyen pour l'exploitant du réseau pour produire des économies jusqu'en 2022 se situe entre 2,5 et 3,7 cents par kilowattheure d'électricité économisé, ce qui exclut tous coûts supplémentaires que paient les consommateurs pour les mesures d'efficacité énergétique. En général, les économies d'énergie dans les secteurs commercial et industriel sont moins dispendieuses à offrir que celles du secteur résidentiel.

Environ 47 % des économies atteignables maximales estimées (30,7 TWh) pour 2032 pourraient être réalisées dans le secteur commercial, 31 % dans le secteur résidentiel et 22 % dans le secteur industriel. Le secteur industriel compte le moins d'économies en termes absolus, mais il est prévu qu'il connaîtra la croissance d'économies la plus forte.

Commentaires du CEO

L'étude montre qu'il existe une abondance d'occasions d'économie d'énergie à faible coût et que l'économie d'énergie peut jouer un rôle majeur dans la satisfaction des besoins en électricité de l'Ontario à l'avenir. La publication de l'étude représente une avancée positive en matière de transparence gouvernementale sur le calcul des cibles. La transparence pourrait être encore plus améliorée si l'OEO fournissait davantage d'information sur son modèle prévisionnel de l'utilisation finale.

De nombreux éléments de l'étude sont difficiles à évaluer. L'étude s'appuie lourdement sur les données et les résultats du modèle de l'OEO sans toutefois expliquer les hypothèses sous-jacentes au modèle. Qui plus est, on n'a jamais expliqué pleinement la façon dont on s'est servi des résultats de l'étude une fois qu'ils ont été remis au ministère de l'Énergie et l'OEO afin que les cibles du Plan énergétique à long terme et du Cadre Priorité à la conservation de l'énergie soient déterminées. D'une part, le ministère a essentiellement choisi les estimations sur le « potentiel atteignable maximal » de l'étude pour ses cibles d'économie de 2032 et d'autre part il a sélectionné un point milieu entre les estimations atteignables potentielles minimales et maximales pour les cibles de 2020 du Cadre Priorité à la conservation de l'énergie. Le ministère n'a jamais expliqué pourquoi les différentes approches ont servi à définir les deux cibles, ni s'il est d'accord avec toutes les conclusions de l'étude.

Les résultats de l'étude auront ultimement une incidence sur les dépenses en ressources pour la demande ou l'offre et sur les programmes prestataires. Par conséquent, il est important de souligner que l'étude s'appuie sur certaines méthodes conservatrices pour calculer le potentiel d'économie d'énergie. Puisqu'il fallait soumettre les mesures à un test économique avant qu'elles soient incluses, l'étude n'a pas calculé le vrai potentiel technique. Au lieu, le potentiel technique était contraint à des limites économiques. Les études sur le potentiel atteignable, habituellement fondées sur les meilleures pratiques, n'imposent aucun test économique à l'étape de l'analyse. Il est vraisemblable que cette méthode crée des estimations davantage modestes pour les économies techniques et qu'elle a eu un effet d'entraînement sur la gamme d'économies atteignables déterminées. Le CEO suggère que les prochaines études commencent d'abord par une réelle évaluation du potentiel technique complet et non contraint avant de modéliser la façon dont les changements des variables importantes qui sous-tendent le test de rentabilité auront une incidence sur les estimations du potentiel économique. De telles variables pourraient comprendre les prix à venir sur l'électricité et la valeur des avantages environnementaux, comme le fait d'éviter d'émettre des gaz à effet de serre.

Cela dit, le CEO reconnaît aussi qu'il existe de nombreuses incertitudes dans la traduction du potentiel technique en réelles économies du programme. Compte tenu des résultats du rendement réel en matière d'économies de 2005 à 2013, le CEO croit que les cibles d'économies que le ministère a choisies sont très ambitieuses.

Les études sur le potentiel atteignable peuvent assurément soutenir l'évaluation de la façon dont un marché donné pourrait répondre aux programmes d'économie d'énergie. Mais ce ne sont pas des prévisions précises et elles ne devraient pas être perçues comme la limite maximale de la réduction de la demande. La modélisation des dynamiques du marché dans toutes les classes de clientèle sur de longues périodes de temps est complexe pour les ressources et de la demande, et de l'offre. Par conséquent, le CEO se voit encouragé par le fait que le gouvernement s'engage à fournir une étude sur le potentiel atteignable mise à jour tous les trois ans[26].

2.3 LUTTE DE POUVOIR EN ONTARIO : PARVIENDRONS-NOUS À UN ÉQUILIBRE?

2.3.1 INTRODUCTION

Lorsqu'il est question d'énergie, on veut tout avoir! Nous nous attendons à une alimentation en énergie fiable. En tant que consommateurs, nous voulons une alimentation en électricité abordable pour nos maisons et nos entreprises, et en tant que citoyens du monde responsables, nous voulons une énergie propre à faibles émissions de carbone. Équilibrer les compromis à faire entre la fiabilité et une tarification concurrentielle tout en s'engageant à réaliser de faibles émissions de carbone relève du défi et ce dernier a été défini sur le plan provincial pour la première fois en 2010 dans le Plan énergétique à long terme du gouvernement (PELT).

Le PELT fournit une vue d'ensemble du développement à long terme en matière d'électricité et des besoins du réseau d'électricité de l'Ontario et il précise les grandes lignes des plans d'investissements pour le réseau d'électricité au cours des vingt prochaines années. Le gouvernement dit qu'il mettra ce plan à jour tous les trois ans.

En 2013, le gouvernement a annoncé qu'il mènerait une étude sur son PELT de 2010. Le CEO a examiné ce document dans le volume un du *Rapport sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010 (volume un)*. Selon le ministre de l'Énergie, l'examen du PELT sur une période de deux mois, qui comprenait notamment une consultation à propos d'une nouvelle vision pour le programme Priorité à la conservation de l'énergie en Ontario, a été le processus de participation et de consultation le plus vaste jamais entrepris par le ministère[27]. Au total, 1 245 commentaires ont été reçus et pris en compte dans le Registre environnemental pour donner comme résultat le PELT de 2013, intitulé *Vers un bilan équilibré : Le plan énergétique à long terme de l'Ontario*.

Le PELT de 2013 est conçu de manière à équilibrer les cinq principes qui suivent : la rentabilité, la fiabilité, l'énergie propre, la participation de la collectivité et la priorisation de l'économie et de la gestion de la demande avant d'avoir recours à la construction de nouvelles installations de production[28]. Le plan de 2013, appuyé par des données détaillées fournies par l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO)[29], présentait le portrait idyllique d'un réseau d'électricité bien géré qui donne à l'Ontario un profil d'approvisionnement adéquat et diversifié; 34 % de la production d'électricité provient actuellement de ressources renouvelables et 5 % de l'économie d'électricité. Le plan prévoyait également une croissance de la demande en électricité moindre que prévu et l'élimination progressive de l'utilisation du charbon d'ici la fin 2014[30].

Cependant, le PELT de 2013 correspond-il à la réalité? Ce chapitre examine les éléments liés à l'économie d'énergie et à la production d'énergie renouvelable du nouveau PELT. Les principales caractéristiques comprennent notamment la nouvelle cible de réduction de la consommation à long terme et l'élimination des cibles provisoires de réduction de la demande de pointe et de la consommation d'énergie qui avaient été fixées dans le PELT de 2010. Le nouveau Plan promet également une progression moindre des énergies renouvelables que le Plan précédent et vient ajouter de nouveaux projets d'économie d'énergie.

2.3.2 METTRE À JOUR LE PLAN ÉNERGÉTIQUE À LONG TERME

Le ministère de l'Énergie a affiché une proposition de politique (n° 011-9490), elle comprenait le document de travail *Des choix éclairés : Examen du Plan énergétique à long terme de l'Ontario,* et il cherchait à obtenir les commentaires du public sur vingt grandes questions qui explorent les options possibles pour le développement à long terme du réseau d'électricité de l'Ontario. Après une série de consultations tenues au cours de l'été avec les

municipalités, les collectivités autochtones, les intervenants et le public, le gouvernement a publié *Vers un bilan équilibré : Le plan énergétique à long terme de l'Ontario* en décembre 2013. Le ministère de l'Énergie a affiché son avis de décision sur le Registre le 4 février 2014.

Le PELT de 2013 décrit avec moult détails les plans d'investissements pour le réseau d'électricité de l'Ontario jusqu'en 2032. Pour ajouter au mérite du ministère et de l'OEO, des détails supplémentaires sur le contexte entourant les hypothèses formulées dans le PELT ont été publiés sur le site Web de l'OEO. La publication du PELT de 2013 confirme l'engagement pris dans le PELT de 2010 de mettre à jour le Plan tous les trois ans. Particulièrement, le PELT de 2013 annonçait également que le gouvernement publierait un rapport annuel sur l'énergie[31] qui décrira les progrès réalisés pour la mise en œuvre du PELT. L'analyse qui suit fournit un résumé des éléments relatifs à l'économie d'énergie et à la production d'énergie renouvelable dans le PELT de 2013.

2.3.3 *PRIORITÉ À LA CONSERVATION DE L'ÉNERGIE* DANS LE PELT DE 2013

L'économie a préséance sur la production, tel est le nouveau principe directeur du PELT de 2013. En plus du document de travail *Des choix éclairés,* l'examen du PELT s'est également appuyé sur un document qui présente la vision du gouvernement, *Priorité à la conservation de l'énergie : Vision renouvelée de la conservation de l'énergie en Ontario,* publié au début de la période durant laquelle le PELT a fait l'objet d'un examen. Le document stipule le principe fondamental selon lequel l'Ontario investira dans l'économie avant d'accroître sa capacité de production dans les régions où cela s'avérera rentable. Ce document sur la vision du gouvernement et les propositions qui l'accompagnent sont décrits plus en détail dans la section 2.1.

Le PELT de 2013 a repris plusieurs des propositions importantes contenues dans le chapitre « Donner priorité à la conservation » du Plan. Parmi ces propositions comptait l'intention du gouvernement de prendre les mesures suivantes :

- fournir de nouveaux outils de financement, comme le financement à même la facture qui encourage les consommateurs à investir dans des rénovations liées à l'efficacité énergétique[32];
- innover dans les programmes de réponse à la demande afin de cibler les besoins du réseau;
- donner de meilleurs renseignements sur l'énergie aux consommateurs à l'aide de projets liés au comportement, comme une analyse sociale élargie (section 2.7);
- faire évoluer le microprogramme de TRG vers un programme de facturation nette afin d'intégrer davantage de production d'électricité décentralisée au réseau;
- élaborer un nouveau cadre pour qui accorde la priorité à l'économie d'énergie pour les distributeurs d'électricité (section 2.4).

Le ministère de l'Énergie, les agences d'énergie et le responsable de la réglementation de la province continuent de faire avancer ces propositions, certaines plus vite que d'autres.

2.3.4 LES PERSPECTIVES À LONG TERME : UNE CROISSANCE GÉRABLE ET UN ÉQUILIBRE ADÉQUAT ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

Selon le PELT de 2013 et les documents de référence qui l'appuient, la demande d'électricité demeurera relativement constante au cours de la décennie actuelle grâce aux mesures d'économie actuellement en cours, aux changements structuraux dans la base industrielle de l'Ontario et aux réductions dans l'intensité énergétique résidentielle et commerciale. Si on ne tient pas compte des efforts d'économie d'énergie, le PELT prévoit une augmentation de 23 % de la demande brute d'électricité entre 2013 (149,9 TWh) et 2032 (184,3 TWh).

L'économie demeure cependant le point de mire de la version mise à jour du PELT; elle représentait environ 5 % de toute l'électricité « produite » en 2013 et il est prévu qu'elle atteigne 16 % d'ici à 2032 (section 2.3.4.1). Le gouvernement compte contrebalancer la majorité (71 %) de la croissance prévue dans la demande d'électricité d'ici 2032 à l'aide de programmes d'économie et d'efficacité énergétique et de normes et codes améliorés.

2.3.4.1 LE RÔLE DE L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE DANS LA PRODUCTION PRÉVUE D'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

Le PELT de 2013 illustre en pourcentage la part des différentes ressources qui seront utilisées afin de répondre aux besoins en électricité de l'Ontario. Toutefois, le PELT présente cette information de deux façons différentes, ce qui prête à la confusion. Les différences entre les deux méthodes sont décrites ci-dessous.

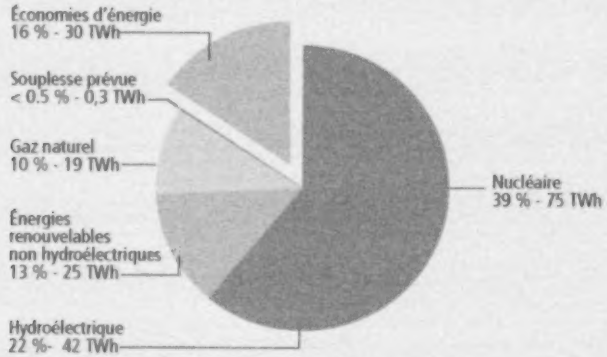


Figure 4 : Prévision de la production brute d'électricité, 2032

La figure 4 présente l'économie d'énergie comme une forme de « production » d'électricité qui équivaut à une térawattheure d'électricité produite. Dans la figure 4 : Prévision de la production brute d'électricité, 2032, la production totale d'électricité est égale à environ 190 TWh, ce qui suffirait à répondre à la demande *brute* d'électricité de l'Ontario prévue en 2032. Si on inclut la cible d'économie d'énergie de 30 TWh du PLET pour 2032 dans la quantité totale d'électricité « produite », alors la part en pourcentage des autres ressources par rapport à la production totale d'électricité est réduite.

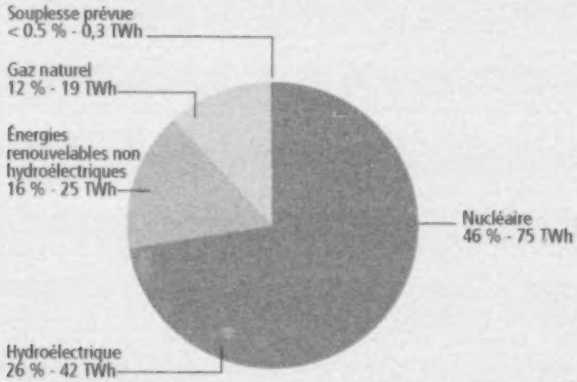
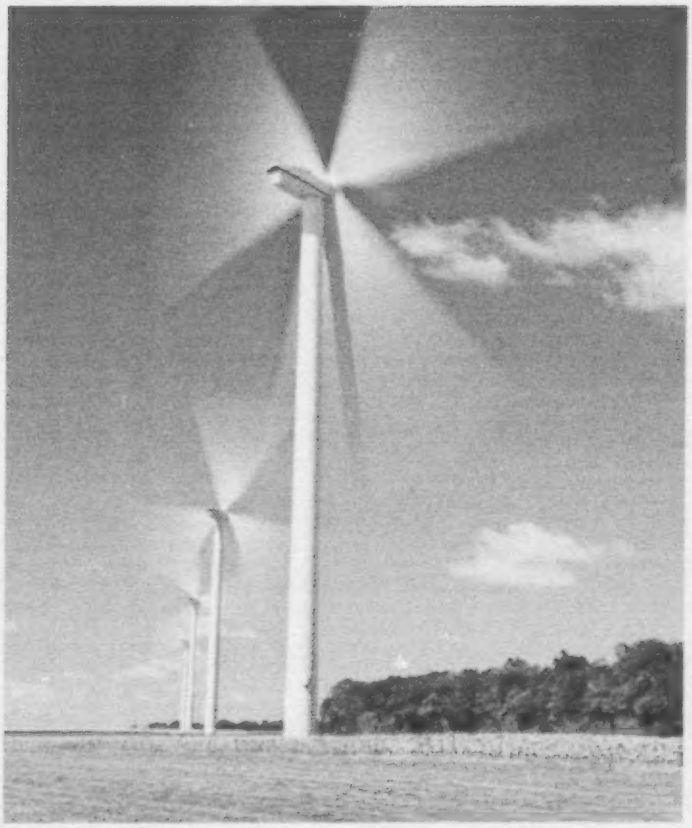


Figure 5 : Production d'électricité nette prévue, 2032

Source : ministère de l'Énergie.

Lorsqu'on soustrait l'effet de l'économie d'énergie de la demande brute prévue, on obtient la demande nette d'électricité, soit la quantité d'énergie que les centrales devront produire. La figure 5 montre la production d'électricité nécessaire par type de ressource pour répondre à la demande d'électricité *nette* en Ontario en 2032.

Tout au long de cette section, les parts en pourcentage par rapport à la production comprennent l'économie d'énergie.



Les estimations actuelles montrent que le profil d'approvisionnement planifié de l'Ontario saura répondre à ses besoins jusqu'en 2018. Cependant, on pourrait avoir besoin de 400 à 3 600 MW de capacité de production après 2018 à cause de la remise en état et de la fermeture de centrales nucléaires[33]. Durant la période de planification du PELT, on n'a pas pris des engagements clairs pour offrir cette capacité supplémentaire. Cette exigence sur la capacité non définie pourra être satisfaite selon les besoins réels, une fois que les exigences sur le plan des ressources deviennent apparentes grâce à la « souplesse planifiée » (importation d'énergie propre, renégociation des contrats des autres producteurs d'énergie, autres réponses à la demande et économies d'énergie)[34]. Les ressources souples planifiées ne seraient utilisées que très rarement afin de répondre aux pointes et fourniraient moins de la moitié d'un pour cent de la consommation d'électricité en Ontario, ce qui pourrait rendre chacune de ces unités d'électricité fournie assez dispendieuse. L'économie d'énergie supplémentaire permet d'éviter d'avoir recours à certaines de ces ressources.

Le PELT de 2013 maintient un profil d'approvisionnement varié, à l'exception du charbon qui ne sera plus utilisé après 2014. Le Plan s'engage à accroître la production d'énergie renouvelable, mais à un rythme modéré et avec une progression moindre des énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité que la cible fixée par le PELT de 2010. Il est prévu que les sources d'énergie renouvelable autres que l'hydroélectricité, notamment l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la bioénergie fourniront environ 13 % de toute la production d'énergie en 2032, soit une augmentation par rapport aux 5 % de 2013.

2.3.5 LES CIBLES CHANGEANTES DU PLAN ÉNERGÉTIQUE À LONG TERME

Réduction du nombre de cibles sur l'économie d'énergie

Malgré le rôle central de l'économie d'énergie dans le PELT de 2013, le Plan a fixé nettement moins de cibles sur l'économie d'énergie que le PELT de 2010. Le Plan de 2013 ne contient qu'une seule cible sur la réduction de la consommation d'électricité, soit 30 TWh d'ici 2032, sans aucune cible provisoire[35]. La cible équivaut à approximativement 16 % de la demande brute d'électricité prévue en 2032.

Le tableau 2 montre l'évolution des cibles sur l'économie d'énergie comprises dans les trois derniers cadres provinciaux pour le réseau d'électricité, soit le Plan pour le réseau d'électricité intégré de 2007 et les deux PELT (2010 et 2013). Selon le ministère de l'Énergie[36], les cibles contenues dans le PELT de 2013 ont préséance sur celles que l'on retrouve dans le PELT de 2010.

Tableau 2 : Évolution des cibles de réduction de la demande et de la consommation en Ontario en 2007-2013

	Cibles des cadres de 2007 à 2013					
	PREI-2007		PELT 2010		PELT 2013	
Année	Réduction de la demande de pointe (MW)	Réduction de la consommation d'électricité (TWh)	Réduction de la demande de pointe (MW)	Réduction de la consommation d'électricité (TWh)	Réduction de la demande de pointe (MW)	Réduction de la consommation d'électricité (TWh)
2005	Année de référence à partir de laquelle les progrès vers les cibles sont mesurés *					
2010	2 700	Pas de cible				
2015	Pas de cible provisoire	Pas de cible	4 550	13	Pas de cible provisoire	Pas de cible provisoire
2020	Pas de cible provisoire	Pas de cible	5 840	21	Pas de cible provisoire	Pas de cible provisoire
2025	6 300	Pas de cible	6 700	25	Utiliser la réponse à la demande afin de répondre à 10 % de la demande de pointe**	Pas de cible provisoire
2030			7 100	28	Pas de cible	Pas de cible provisoire
2032					Pas de cible	30

Source : Gouvernement de l'Ontario.

*À l'exception de la cible de réponse à la demande de 2025.

**Le PELT s'engage à ce que la réponse à la demande puisse répondre à 10 % de la demande de pointe prévue d'ici 2025, soit environ 2 400 MW[17]. Les programmes d'économie de l'énergie ainsi que les codes et normes sur l'efficacité énergétique entraîneront également des réductions de la demande de pointe, mais ne possèdent pas de cible spécifique. Par conséquent, la cible de réduction de la demande de pointe contenue dans le PELT de 2013 ne peut pas être directement comparée aux cibles de réduction de la demande des plans antérieurs.

Pas de cible = aucune cible n'a été fixée pour l'année dans le calendrier du cadre.

Pas de cible provisoire = une cible à long terme a été fixée dans le calendrier du cadre, mais aucune cible provisoire n'a été fixée avant la cible à long terme.

Changer l'approche pour la réduction de la demande de pointe

Plutôt que d'avoir recours à une cible officielle calculée en mégawatts pour la réduction de la demande de pointe, le ministère comptabilise la contribution prévue de l'économie d'énergie pour la réduction de la demande de pointe de deux manières dans le PELT de 2013. D'abord, la demande de pointe brute prévue est réduite afin de représenter l'effet prévu des codes et des normes, des programmes d'efficacité énergétique et de la tarification en fonction de l'heure d'utilisation. Ensuite, les ressources actuelles et nouvelles pour la réponse à la demande entraîneront environ 2 400 MW en économies de pointe (une quantité équivalente à 10 % de la demande de pointe nette prévue pour 2025)[18]. Cette approche reconnaît que les projets de réponse à la demande jouent un rôle différent de celui des programmes d'économie d'énergie traditionnels; les ressources de réponse à la demande réduisent directement la demande de pointe et aident à équilibrer l'offre et la demande en temps réel.

Les nouvelles ressources de réponse à la demande augmenteront après 2020 afin d'atteindre la cible de 2025. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) se chargera des occasions de développer de nouvelles ressources de réponse à la demande selon un modèle d'appel d'offres fondé sur le marché. Dans le

cadre de son nouveau rôle, la SIERÉ fera également passer les ressources RD actuelles de l'Ontario d'une approche fondée sur les programmes à une approche fondée sur le marché qui offrira ces ressources à l'aide de mécanismes comme une vente aux enchères, comme l'a demandé le ministre de l'Énergie en mars 2014[39].

La SIERÉ a établi un groupe de travail afin de discuter du rôle que jouera la progression de la réponse à la demande et d'explorer les occasions fondées sur le marché afin d'accroître les ressources du côté de la demande. Elle s'attend à effectuer les transitions des contrats de réponse à la demande actuels au début du premier trimestre de 2015. À l'exception du programme *peaksaver* PLUS, l'OEO ne renouvellera aucun contrat de réponse à la demande au-delà du 31 mars 2015 et continuera d'assurer la gestion des contrats de réponse à la demande en cours jusqu'à cette date. À long terme, la SIERÉ pourrait également multiplier les occasions pour les contrats de réponse à la demande qui arrivent à échéance afin qu'ils puissent prendre part au marché au moyen d'un marché de la capacité.

2.3.5.1 QU'EST-CE QU'UN MARCHÉ DE LA CAPACITÉ?

Comme promis dans le PELT, la SIERÉ continue d'examiner les avantages et le développement d'un marché de la capacité qui fonctionnera parallèlement au marché de l'électricité actuellement en place en Ontario. Un marché de la capacité est un processus fondé sur la vente aux enchères qui désigne les ressources pour répondre à une demande de pointe à court terme prévue. Une vente aux enchères est tenue pour une période de temps prédéterminée avant que l'on ait besoin de la puissance (p. ex., entre une et cinq années) afin d'octroyer des contrats pour des ressources de capacité (c.-à-d., ajout de nouvelles centrales d'énergie ou accroissement de la capacité de réponse à la demande) en fonction de la demande prévue.

Dans le contexte du marché de la capacité, il n'y a aucune différence fonctionnelle entre un mégawatt de puissance produit par une centrale d'énergie et un mégawatt qui provient d'une réduction de puissance découlant soit de l'économie d'énergie, soit de la réponse à la demande. En tant que tel, un marché de la capacité devrait techniquement permettre aux ressources du côté de l'offre (p. ex., les centrales d'énergie) et de la demande (p. ex., réponse à la demande, économie, efficacité) de se livrer concurrence sur un pied d'égalité afin de répondre aux besoins en ressources de l'Ontario à venir.

En théorie, un marché de la capacité qui fonctionne comme il se doit pourrait servir à combler l'écart de l'offre prévu par la souplesse planifiée sans que le gouvernement ait à préciser le type de ressource à utiliser. Ainsi, cet écart pourrait être comblé par les ressources du côté de la demande (p. ex., l'efficacité ou la réponse à la demande) ou encore par celles du côté de l'offre.

Production d'énergie renouvelable : les cibles sont reportées à plus tard

D'ici à 2025, on s'attend à ce qu'approximativement 20 000 MW de la production d'électricité provienne de l'énergie renouvelable. Pour les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité, le PELT de 2013 n'a pas changé les quantités par rapport à la cible du PELT de 2010 (10 700 MW de puissance installée), mais la date butoir de la cible a été prolongée de 2018 à 2021. À la fin 2013, l'Ontario avait réalisé un peu plus d'un tiers des progrès vers l'atteinte de cette cible. Le Plan de 2013 n'a pas fixé de nouvelle cible pour la production d'énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité au-delà de 2021.

Pour la production hydroélectrique, le PELT de 2013 a modérément augmenté la cible du PELT de 2010 en y ajoutant 300 MW, ce qui représente 9 300 MW de puissance hydroélectrique installée d'ici à 2025. À la fin de 2013, l'Ontario était en voie d'atteindre la cible du PELT de 2010, soit 9 000 MW d'ici à 2018, où les ressources hydroélectriques représenteront 8 388 MW de la puissance installée de l'Ontario.

Approvisionnement concurrentiel versus approvisionnement à prix fixe pour la production d'énergie renouvelable

Concernant l'approvisionnement des grands, petits et microprojets de production d'énergie renouvelable, le PELT de 2013 a réitéré les changements apportés par la directive du ministre de l'Énergie plus tôt en 2013[40,41].

Un tarif de rachat garanti (TRG) sera utilisé afin d'octroyer des contrats pour des projets de production d'énergie renouvelable allant jusqu'à 500 kilowatts (kW) inclusivement au moyen du programme de TRG (> 10 kW à <= 500 kW) et du microprogramme de TRG (<10 kW). Le ministre de l'Énergie a donné une directive à l'OEO qui comportait des cibles sur l'approvisionnement à atteindre pour chacun des programmes (150 MW pour

le programme de TRG et 50 MW pour le microprogramme de TRG) entre 2014 et la fin 2017. Les cibles ne s'appliquent pas à une technologie en particulier. La puissance qui n'est pas utilisée au cours d'une année donnée sera reportée à la cible d'approvisionnement en mégawatts du programme de l'année suivante. En décembre 2013, le ministère de l'Énergie a mis sur pied un groupe de travail pour discuter de la possibilité de transformer le microprogramme de TRG en programme de facturation nette à partir de 2018 afin de potentiellement augmenter la quantité de production d'énergie renouvelable décentralisée reliée au réseau d'électricité de l'Ontario. Dans un programme de facturation nette, les consommateurs d'électricité qui possèdent des moyens de produire leur propre électricité (p. ex., des panneaux solaires) ne payent que la part de leur consommation d'électricité qui n'est pas compensée par la quantité d'électricité qu'ils produisent.

Les grands projets de production d'énergie renouvelable, soit ceux d'une envergure de plus de 500 kW, ne seront pas payés un prix fixé à l'avance comme c'est le cas pour les programmes de TRG. Les grands projets seront maintenant acquis au moyen d'un processus d'appel d'offres compétitif nommé processus LRP *(Large Renewable Procurement)*.

En plus du programme de TRG et du processus LRP, davantage de puissance hydroélectrique sera acquise à un prix fixé à l'avance par le truchement du Programme d'offre standard en matière d'énergie hydroélectrique. La puissance électrique non allouée découlant des appels d'offres annuels du programme d'offre standard sera mise à la disposition du processus LRP de l'année suivante.

Différentes technologies ainsi que leurs cibles respectives en matière de puissance pour les volets du processus LRP de l'Ontario sont inscrites dans le tableau 3. Un peu comme dans le programme de TRG et le microprogramme de TRG, la puissance qui n'a pas fait l'objet d'un contrat en 2014 et 2015 sera reportée à 2016, le cas échéant.

Tableau 3 : Cibles pour le processus LRP

	Technologie (MW)			
Année	Éolienne	Solaire	Bioénergie	Hydroélectricité
2014	300	140	50	75*
2015	300	140	50	45**
2016	Toute puissance découlant du processus LRP qui n'a pas été produite ou distribuée dans le cadre des contrats existants en 2014 et 2015 sera reportée au processus d'appel d'offres de 2016.***			

*La cible comprend 25 MW de puissance non allouée en 2013 provenant du volet municipal de l'appel d'offres du Programme d'offre standard en matière d'énergie hydroélectrique en plus des 50 MW de la directive du 16 décembre 2013.

** L'OEO doit transférer toute puissance non allouée provenant du volet d'expansion de l'appel d'offres du Programme d'offre standard en matière d'énergie hydroélectrique (cible allant jusqu'à 40 MW) à la cible en matière d'hydroélectricité du processus LRP de 2015.

***Toute puissance hydroélectrique découlant de la fin de contrats du Programme d'offre standard en matière d'énergie hydroélectrique jusqu'au 31 décembre 2015 doit être transférée à la cible d'approvisionnement hydroélectrique du processus LRP de 2016, ainsi que toute puissance provenant de contrats d'énergie renouvelable qui expirent ou arrivent à terme avant 2016.

Source : Office de l'électricité de l'Ontario

À moins que le gouvernement n'introduise des cibles supplémentaires en matière d'énergie renouvelable ou n'appuie la facturation nette, il est possible que les progrès dans ce domaine s'arrêtent une fois les cibles actuelles atteintes (pour les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité en 2021 et la production hydroélectrique en 2025). Le gouvernement s'est engagé dans le PELT à examiner annuellement les cibles sur les énergies éolienne et solaire, la bioénergie et l'hydroélectricité dans le rapport annuel sur l'énergie en Ontario présenté[42]. Beaucoup d'éléments pourraient dépendre de l'équilibre entre l'offre et la demande en Ontario et sur les tendances sur le prix de l'énergie renouvelable comparativement aux autres choix en matière d'énergie.

2.3.6 ÉLÉMENTS NOVATEURS DU PELT DE 2013

Le PELT de 2013 fixait la première cible de l'Ontario en matière d'acquisition de capacité de stockage d'énergie : 50 MW d'ici à la fin 2014. Les technologies de stockage d'électricité ont le potentiel d'accroître l'efficacité du réseau, d'assurer une meilleure intégration des ressources renouvelables, d'améliorer la fiabilité du système et d'alimenter le réseau durant les périodes de demande de pointe afin de réduire le besoin de construire des centrales supplémentaires (voir le rapport du CEO sur le réseau intelligent, *Intelligent à tout moment)*. En date de juillet 2014, la SIERÉ avait signé 12 contrats pour des projets de stockage dans le cadre de ce processus d'appel d'offres, ce qui représente 33,5 MW de puissance. D'ici le milieu de 2015, l'OEO octroiera des contrats pour répartir le reste de la cible.

2.3.7 SECTEURS D'INACTION : AUTRES DISPOSITIONS DU PELT

Le gaz naturel et les carburants de transport représentent à eux seuls 69 % de la consommation d'énergie totale de l'Ontario (voir l'annexe A)[43]. En comparaison, l'électricité ne représente que 21 % de la consommation d'énergie de l'Ontario. Pourtant, un élément du PELT de 2013 qui demeure inchangé par rapport à 2010 est l'absence persistante de cibles d'économie pour les énergies autres que l'électricité, notamment le pétrole, le propane et les carburants de transport (les cibles sur le gaz naturel sont fixées par la Commission de l'énergie de l'Ontario).

Contrairement au PELT précédent, la version de 2013 a instauré une nouvelle politique se rapportant au gaz naturel et aux produits pétroliers. En particulier, elle engageait le gouvernement à mettre en œuvre les options pour agrandir les infrastructures de gaz naturel afin de desservir davantage de collectivités en Ontario, en plus de préciser les critères que le gouvernement utilisera pour évaluer les propositions de pipelines de gaz naturel et de pétrole qui traverseront l'Ontario, comme la proposition Oléoduc Énergie Est de TransCanada. Cependant, ces engagements en matière de politique ont été pris isolément, sans avoir d'abord effectué une analyse d'ensemble des différentes sources d'énergie sur la meilleure façon de répondre aux besoins en énergie de l'Ontario.

2.3.8 RESPONSABILITÉ FACE À LA PROGRESSION VERS L'ATTEINTE DES CIBLES : LE RAPPORT SUR L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

Le PELT de 2013 a introduit une nouvelle exigence en matière de rapports : le rapport annuel sur l'énergie de l'Ontario. Le PELT contenait peu de détails à ce sujet, mais, en réponse à la demande d'information du CEO, le ministère de l'Énergie a indiqué que le rapport serait en fait publié sur une base trimestrielle plutôt qu'annuelle. Le ministère a mis sur pied un groupe de travail avec l'OEO, la SIERÉ et la CENO afin d'évaluer la portée du rapport et travailler à son élaboration. Il s'attend à ce que le rapport soit de nature quantitative et qu'il mette l'accent sur les conditions de l'offre et de la demande ainsi que sur d'autres statistiques clés du secteur de l'énergie qui pourraient comprendre la répartition de coûts, l'économie d'énergie et les résultats sur les émissions.

Le ministère a indiqué qu'il chercherait à obtenir les commentaires des intervenants sur le contenu des rapports trimestriels. Pour ce faire, il a mis sur pied une page Web pour la déclaration de la consommation d'énergie en Ontario. Le ministère n'a pas précisé quand le premier rapport trimestriel serait publié.

En plus du rapport sur l'énergie de l'Ontario, le ministre de l'Énergie a également ordonné à l'OEO de continuer de rédiger et publier un rapport annuel sur les progrès vers l'atteinte de la cible d'économie d'énergie du PELT de 2013.

2.3.9 RESPONSABILITÉ PAR RAPPORT À LA PLANIFICATION PROVINCIALE DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ : QUI EST EN CHARGE?

Malgré les nouvelles cibles et engagements décrits dans le PELT de 2013, celui-ci n'a toujours pas force de loi. La planification provinciale du réseau d'électricité en Ontario devrait être définie par le Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) détaillé élaboré par l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) conformément aux exigences de la loi actuelle[44]. Le cadre du PREI, qui demeure obligatoire en vertu des lois en vigueur, comporte trois exigences essentielles imposées par la loi :

1. obtenir l'autorisation du gouvernement dans son ensemble (pas seulement du ministère de l'Énergie) des buts de haut niveau qui orientent la conception du plan (à l'aide d'une directive sur le profil d'approvisionnement qui donne l'autorisation à l'OEO d'élaborer un plan détaillé);
2. procéder à une revue indépendante par la CENO du plan de l'OEO;
3. donner à l'OEO le pouvoir d'agir à sa guise pour s'assurer que le plan soit réalisé[45].

Dans le PELT de 2010, le gouvernement a reconnu s'être engagé en vertu de la réglementation à préparer un PREI[46], mais a satisfait à seulement la première exigence du cadre du PREI en émettant une directive sur le profil d'approvisionnement à l'intention de l'OEO en février 2011. Le PELT de 2013 ne faisait aucune mention du PREI et n'a rempli jusqu'ici aucune des exigences du cadre du PREI. Le ministère de l'Énergie a signalé qu'il n'a pas l'intention de révoquer officiellement la directive sur le profil d'approvisionnement de 2010, ni d'en publier une nouvelle[47]. Néanmoins, les cibles et les engagements compris dans le PELT de 2013 sont destinés à remplacer ceux de la directive sur le profil d'approvisionnement de 2011[48].

La province n'a toujours pas approuvé de PREI malgré les deux tentatives qui ont été faites. Le PELT est plutôt devenu le principal outil de planification à long terme du réseau d'électricité de l'Ontario, et sa mise en œuvre dépend de si le gouvernement tiendra ses promesses et passera à l'action de manière spécifique, par exemple en donnant des directives aux diverses agences du domaine de l'énergie.

Commentaires de CEO : le Plan énergétique à long terme de l'Ontario

Le PELT de 2013 donne un excellent aperçu des directives à venir concernant le réseau d'électricité de l'Ontario. Le CEO appuie la politique du gouvernement qui accorde la priorité à l'économie d'énergie et il le félicite pour ce projet. Il attend avec intérêt de voir la progression de plusieurs des nouveaux projets d'économie d'énergie décrits dans le PELT de 2013. Cependant, la preuve de la volonté du gouvernement à tenir son engagement résidera dans sa capacité à faire de l'économie d'énergie une fonction quotidienne des services de distribution, des agences et du régulateur. Puisque plusieurs des nouveaux projets d'économie d'énergie contenus dans le PELT en sont encore à l'étape de l'élaboration, le CEO limite ses commentaires aux éléments suivants du Plan : la nature en constante évolution des cibles sur l'économie d'énergie et la demande de pointe, ainsi que l'autorité du PELT en tant qu'outil de planification.

Changer les règles du jeu et mesurer les progrès vers l'atteinte des résultats

Contrairement au PELT de 2010, le nouveau Plan est moins normatif en matière de cibles sur l'économie d'énergie. Le PELT de 2013 ne comprend aucune cible provisoire sur la réduction de la demande de pointe ou de la consommation d'énergie, et seulement une cible à long terme pour chacun de ces deux types de réduction. En ce sens, le PELT de 2013 est le moins normatif de tous les plans sur l'économie d'énergie dans le réseau dans le contexte des trois derniers cadres de l'Ontario (le PREI de 2007, le PELT de 2010 et le PELT de 2013).

Une approche moins normative pourrait s'avérer bénéfique. En principe, le CEO appuie une approche en souplesse en matière de planification qui corrige régulièrement la trajectoire afin de refléter les conditions changeantes de l'offre et de la demande, comme celle employée pour l'examen du PELT. Lorsqu'utilisée correctement, une telle approche peut aider à éviter de construire trop de nouvelles sources d'alimentation qui accableront les consommateurs de coûts accrus pour les années à venir. Sans cibles à court terme, poursuivre la mise à jour du PELT tous les trois ans en s'appuyant sur les renseignements à jour contenus dans le rapport sur l'énergie de l'Ontario pourrait être la bonne manière de procéder.

Cependant, il est inquiétant de constater que les huit cibles fixées par le PELT de 2010 ont été abandonnées dans la plus récente version du PELT avant que l'année visée soit atteinte et que le gouvernement (ou le CEO) ait pu faire un rapport final sur celles-ci. Les changements apportés aux cibles lors des mises à jour du PELT devraient être appuyés par une analyse des conséquences (positives ou négatives) de ces changements. Par exemple, l'Ontario n'était pas en voie d'atteindre ses cibles précédentes (qui ont été annulées) sur la réduction de la demande de pointe comprises dans le PELT de 2010 (les données de l'OEO pour l'année 2013 montrent que des progrès de 79 % ont été réalisés vers l'atteinte des cibles de réduction de la demande de pointe et de la consommation d'énergie pour 2015, alors qu'il restait deux ans avant la date d'échéance). Il reste à déterminer si les résidents de l'Ontario s'en tirent mieux ou moins bien que si ces cibles avaient été conservées dans le PELT de 2013.

Le CEO recommande que chaque mise à jour triennale du Plan énergétique à long terme explique les raisons derrière tous les changements apportés aux cibles, notamment les conséquences lorsque les cibles antérieures sont changées, manquées, dépassées ou tout simplement abandonnées.

Actuellement, une seule cible sur la consommation est en vigueur et dix-sept ans s'écouleront encore avant d'atteindre l'année visée. Lorsque le gouvernement a amorcé son processus sur le PELT en 2010, il avait pris l'engagement de publier un nouveau PELT tous les trois ans, ce qu'il a fait jusqu'à présent. Cependant, avec les mises à jour triennales à venir, six autres PELT pourraient être publiés avant d'atteindre l'année visée (2032). Étant donné que les cibles comprises dans le précédent plan à long terme pour le réseau de l'Ontario (le PREI de 2007 et le PELT de 2010) semblent être des cibles changeantes susceptibles de subir des changements relatifs aux quantités ou aux dates ou encore d'être abandonnées lors de la publication de chaque cadre subséquent, la cible de 2032 sert seulement de but ambitieux à atteindre. Est-ce que cela suffira à inciter les gens à passer à l'action? Il existe bien une cible à plus court terme pour 2020 pour les programmes d'économie d'énergie qui fera l'objet d'un examen à mi-parcours en 2018 (section 2.4); cependant, elle n'est qu'un seul des éléments qui contribuent à

la cible d'économie d'énergie du PELT. Il faudra prendre des mesures en ce qui concerne le code du bâtiment, les normes sur les produits, les politiques de tarification et plus encore.

À moins que les progrès vers l'atteinte de la cible du PELT ne soient intégrés aux buts organisationnels à court terme, il est peu probable que le gouvernement soit très motivé en fonction d'une cible qui se situe dix-sept ans dans le futur. Sans cible provisoire, le CEO est encouragé de savoir que le gouvernement s'est engagé à publier un rapport sur l'énergie en Ontario sur une base trimestrielle. La page Web du rapport sur l'énergie en Ontario suivra également la progression des efforts d'économie d'énergie en Ontario et comprend actuellement un paramètre qui demande des comptes sur l'économie d'énergie annuelle réelle en comparaison à celle des prévisions du PELT.

Le CEO croit également que l'engagement de faire état des progrès par rapport aux cibles sur l'économie d'énergie fournit une occasion de corriger une lacune dans le cadre de déclaration actuel, notamment les estimations des économies d'énergie de l'OEO réalisées grâce aux codes et normes sur l'efficacité. La cible d'économie d'énergie à long terme du PELT de 2013 a été établie en se fondant sur les résultats de l'étude sur le potentiel atteignable menée par l'OEO, qui indique qu'environ un tiers des économies d'énergie en 2032 proviendront de l'amélioration des codes et des normes (section 2.2.3).

En 2013, 20 % des économies déclarées vers l'atteinte de la cible énergétique précédente du PELT sont attribuables aux économies qui découlent des codes et des normes. Néanmoins, malgré l'importante part de contribution attendue des codes et des normes vers l'atteinte des cibles d'économie de l'Ontario, l'OEO semble consacrer peu ou pas de ressources à la quantification des économies réalisées par des codes et normes spécifiques. Par comparaison, le gouvernement fédéral canadien établit et publie des prévisions sur les économies d'énergie associées aux normes individuelles sur l'efficacité des produits[49].

Le CEO a déjà émis une mise en garde contre le fait d'accepter sans réserve les économies déclarées par l'OEO qui sont attribuées aux codes et aux normes à cause du manque d'informations convaincantes de sa part pour expliquer comment ces économies sont calculées[50]. Sans information précise de soutien, il est difficile de voir comment on pourrait s'en remettre aux codes et aux normes pour répondre à une importante part des futurs besoins en électricité de l'Ontario. Pour garantir la responsabilisation face à la cible à long terme du PELT, le CEO exige que le rapport sur l'énergie en Ontario comprenne une analyse approfondie des économies réalisées par les codes et les normes, notamment des économies attribuables à des mises à jour spécifiques des codes et des normes.

Le CEO recommande que la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité élargisse ses protocoles d'évaluation afin de mesurer les économies d'énergie des codes et des normes et d'en faire la déclaration.

Cette petite chose qu'est la reddition de comptes

Le degré auquel le PELT tient soit le gouvernement ou l'OEO responsable est questionnable et c'est peut-être plus important encore que les cibles que l'on révise ou abandonne. Le PELT est devenu le principal plan de la province sur le réseau d'électricité. Malheureusement, alors que le PELT de 2013 met énormément l'accent sur l'économie d'énergie, grâce à de nombreux projets prometteurs pour lui accorder la priorité, il ne dit que très peu de choses sur la reddition de comptes.

Le PELT de 2013 : adoption d'une prévision inférieure de la croissance de la demande; ralentissement de la construction des projets d'énergie renouvelable; report de la construction d'une nouvelle centrale nucléaire et autorisation de la remise en état des réacteurs existants; abandon de toutes les cibles d'économie d'énergie définies dans le PELT de 2010. Pourtant, malgré ces mises à jour considérables du PELT de 2010, le ministère de l'Énergie n'a pas l'intention de publier une directive qui donnerait le droit d'apporter ces changements. Même

sans cette autorisation juridique, le ministère veut encore que les cibles et les engagements du plan de 2013 aient préséance sur ceux de la directive de 2011. Du point de vue de la reddition de compte, cette décision rend le CEO perplexe.

Qui plus est, le gouvernement reconnaît son engagement réglementé de préparer un PREI dans le PELT de 2010[51], mais il n'a pas respecté ces engagements. Ensuite, dans le PELT de 2013, le gouvernement n'a même pas mentionné le PREI; il semble abandonner silencieusement ses engagements réglementés, carrément.

En 2012, le gouvernement a proposé des changements au cadre juridique sur la planification du réseau d'électricité. Il a proposé une loi (le projet de loi 75, *Loi de 2012 sur la Société d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario)* qui aurait rendu le ministère de l'Énergie officiellement responsable de la planification du réseau d'électricité au moyen d'un plan d'énergie qui lui aurait été soumis à l'approbation du Conseil des ministres. Ce projet de loi n'a jamais été adopté.

On peut se demander si oui ou non les changements proposés dans le projet de loi 75 constituaient des améliorations. Mais le CEO croit fermement que ce que nous avons aujourd'hui n'est pas adéquat, c'est-à-dire que nous avons dans les livres une loi ignorée qui a été remplacée par une méthode extrajudiciaire du ressort uniquement du ministère de l'Énergie. Elle ne veille pas à ce que l'Ontario crée le meilleur plan du réseau d'électricité et elle ne crée pas la reddition de comptes pour faire en sorte que les objectifs du plan soient atteints. Le gouvernement devrait soit obéir à la loi en vigueur ou modifier la *Loi de 1998 sur l'électricité* afin d'établir un cadre judiciaire qui atteindrait mieux ces objectifs.

2.4 LE NOUVEAU CADRE SUR LES PROGRAMMES D'ÉCONOMIE D'ÉLECTRICITÉ POUR LA PÉRIODE 2015-2020

2.4.1 INTRODUCTION

Le cadre de l'Ontario pour la gestion de la demande et de l'économie (GDE) arrive à terme le 31 décembre 2014. Afin que la province garde le cap sur ses objectifs d'économie, la deuxième partie du document de travail *Priorité à la conservation de l'énergie* portait sur l'élaboration d'un nouveau cadre visant à aider les entreprises locales de distribution (ELD) et l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) dans l'exécution des programmes d'économie d'électricité pour la période 2015-2020[52].

Après avoir consulté les intervenants et le public, le ministre de l'Énergie a mis en place le Cadre du programme *Priorité à la conservation de l'énergie* (le Cadre) pour la période 2015-2020 à l'aide de trois directives :

- En mars 2014, le ministre a ordonné à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) d'ajouter une condition aux permis des distributeurs d'électricité afin qu'il soit obligatoire d'offrir les programmes d'économie d'énergie provinciaux et locaux à tous les groupes de clients (c.-à-d., résidentiels, commerciaux, industriels, à faible revenu) dans la mesure du raisonnable[53].
- Également en mars 2014, le ministre a ensuite ordonné à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) de coordonner, appuyer et financer la prestation de ces programmes d'économie au cours des six années à venir afin de réduire la consommation d'électricité totale de 7 térawattheures (TWh) en 2020[54].
- Six mois après l'émission de ces deux premières directives, le ministre de l'Énergie en a émis une troisième qui venait modifier la directive de mars 2014 à l'intention de l'OEO afin de fournir des indications supplémentaires sur certains éléments du nouveau Cadre, notamment le calcul du paiement des mesures incitatives et les analyses des coûts-avantages dans les plans des ELD pour les programmes d'économie[55].

Les détails techniques spécifiques au nouveau Cadre seront mis en œuvre au moyen des modalités de l'entente sur l'économie d'énergie signée par l'OEO et chacune des ELD, qui a été présentée aux ELD à la fin octobre 2014.

2.4.2 REMPLACER LE VIEUX PAR DU NEUF

Bon nombre des enjeux opérationnels qui ont posé entrave au succès du Cadre de 2011-2014 ont été relevés dans le document de travail *Priorité à la conservation de l'énergie* et plusieurs ont déjà fait l'objet des commentaires du CEO[56]. Les résultats de la consultation *Priorité à la conservation de l'énergie* mettent l'accent sur le besoin d'une nouvelle approche pour les programmes d'économie des ELD en Ontario (tableau 4)[57]. Comme on pouvait s'y attendre, l'approche universelle du Cadre de 2011-2014 n'a pas su pourvoir aux divers besoins des quelque 70 ELD de l'Ontario. Ces ELD diffèrent grandement en ce qui a trait à leur capacité à exécuter les programmes d'économie, aux caractéristiques de leurs clients et même aux climats régionaux des territoires qu'ils desservent.

Tableau 4 : Différences entre le Cadre de 2011-2014 et celui de 2015-2020

« Le vieux » Cadre de gestion de la demande et de l'économie 2011-2014	« Le neuf » Cadre Priorité à la conservation de l'énergie 2015-2020
S'est étendu sur une période de quatre ans, soit de 2011 à 2014, sans évaluation à mi-parcours.	S'étend sur une période de six ans, soit de 2015 à 2020, avec une évaluation à mi-parcours.
Comprenait deux cibles, soit l'économie d'énergie et des réductions de la demande de pointe distribuées selon la part de consommation d'électricité d'une ELD à l'échelle de la province.	Comprend une cible d'économie de l'énergie distribuée selon le potentiel régional d'économie d'électricité et la part de consommation résidentielle et non résidentielle d'électricité d'une ELD à l'échelle de la province.
Programmes à l'échelle de la province élaborés par l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) en tenant compte des commentaires des entreprises locales de distribution (ELD).	Programmes à l'échelle de la province élaborés par un groupe de travail d'ELD, soumis à l'approbation de l'OEO.
Le calcul du rapport coût-efficacité d'un programme ne tenait pas compte des avantages de l'économie d'énergie qui ne sont pas liés à l'énergie (c.-à-d., les avantages environnementaux, économiques et sociaux).	Le calcul du rapport coût-efficacité pour les programmes d'économie d'énergie est majoré de 15 % afin de tenir compte des avantages environnementaux, économiques et sociaux qui ne sont pas liés à l'énergie.
Les ELD demandaient l'autorisation de la Commission de l'énergie de l'Ontario pour la prestation de programmes d'énergie personnalisés.	L'OEO examine les propositions de programmes personnalisés des ELD. La Commission de l'énergie de l'Ontario n'aura pas la responsabilité d'autoriser les programmes, mais publiera les résultats des programmes des ELD tous les ans.
Un seul mécanisme de mesures incitatives de rendement pour les programmes de l'OEO et les programmes d'économie personnalisés. Un distributeur commençait à toucher ses versements de mesures incitatives pour les économies réalisées en kilowatts et kilowattheures une fois qu'il avait atteint 80 % de ses deux cibles, jusqu'à concurrence de 150 % de chacune des cibles.	Deux mécanismes de mesures incitatives offertes pour chaque programme, notamment le recouvrement total des coûts (semblable au mécanisme du cadre précédent) et la rémunération au rendement. Dans le cadre du principe de recouvrement total des coûts, les ELD reçoivent des versements de mesures incitatives lorsqu'elles atteignent ou surpassent leur cible et seront également admissibles à un versement à mi-parcours si elles sont en voie d'atteindre leur cible à la moitié de la période couverte par le Cadre.
Les économies qui découlaient de la tarification en fonction de l'heure d'utilisation pouvaient servir à atteindre la cible de gestion de la demande et de l'économie (GDE) pour la demande de pointe d'une ELD.	La directive du ministre de l'Énergie excluait les activités liées au prix de l'électricité de la définition de la GDE. La directive venait élargir la définition de la GDE afin d'y inclure la production d'électricité « hors réseau » (générateurs d'électricité installés sur les lieux et conçus pour alimenter directement un seul bâtiment ou installation sans avoir recours à un réseau de transport ou de distribution)[58].
La relation entre l'OEO et les ELD était guidée par le Master CDM Program Agreement du Cadre. Des modifications pouvaient être apportées aux programmes à l'échelle provinciale par le truchement d'une disposition du programme de gestion du changement de l'entente.	La relation entre l'OEO et les ELD sera guidée par la nouvelle entente sur l'économie d'énergie du Cadre. Des modifications peuvent être apportées au plan par une ELD ou l'OEO après qu'elles se soient consultées.

2.4.3 CONFIER LA DIRECTION DES PROGRAMMES AUX ELD

Le nouveau Cadre confie la direction des programmes aux ELD en leur accordant une souplesse et une autonomie accrue pour l'élaboration et la prestation de programmes adaptés aux besoins spécifiques de leurs clients. Les ELD devront concevoir leurs propres plans d'économie annuels connus sous le nom de « plans sur la GDE ». Ces derniers peuvent être composés de programmes à l'échelle provinciale conçus par les ELD ainsi que de programmes adaptés aux besoins locaux et régionaux, à condition qu'ils soient rentables (à certaines exceptions près) et ne fassent pas double emploi des programmes provinciaux[59].

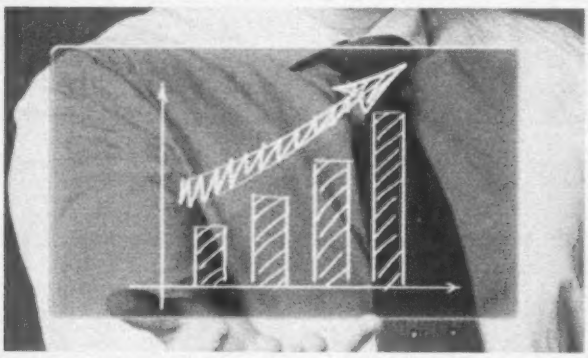
Comme dans le cadre de 2011-2014, les services de distribution d'électricité devront obligatoirement assurer la prestation de programmes d'économie, et les conditions associées aux permis des ELD contraindront celles-ci à s'assurer que ces programmes soient accessibles à tous les segments de clientèle de leur région (p. ex., clientèle

résidentielle, à faible revenu, industrielle, autochtone). Cependant, contrairement au cadre de la GDE de 2011-2014, l'atteinte des cibles d'économie d'électricité ne sera plus une condition associée aux permis des ELD.

L'OEO appuiera les ELD pour la conception des programmes d'économie à l'aide d'études de marché, sur les régions et sur les technologies émergentes, d'analyses de données, de mise en commun des pratiques exemplaires et de modélisation de la rentabilité. Le soutien de l'OEO en matière d'innovation comprendra un fonds d'innovation afin de mettre les programmes à l'essai et de perfectionner la prestation de programmes à moindre risque pour les abonnés. L'OEO fournira également des services de mise en œuvre de programmes si les ELD choisissent d'y avoir recours.

2.4.4 UNE CIBLE ET UN BUDGET AMBITIEUX EN MATIÈRE D'ÉNERGIE

2.4.4.1 LA CIBLE



L'OEO et le ministère de l'Énergie se sont appuyés sur l'étude sur le potentiel atteignable et son analyse ultérieure pour en venir à la conclusion qu'il est raisonnable de prévoir que les ELD de l'Ontario réaliseront l'économie de 7 TWh d'électricité prévue pour 2020 à l'aide des programmes d'économie mis en œuvre entre le 1er janvier 2015 et le 31 décembre 2020 (section 2.2). Les deux tiers des économies devraient découler des programmes qui visent à réaliser des économies dans le secteur non résidentiel. Les ELD devront réaliser en moyenne des économies annuelles supplémentaires de 1,2 TWh au cours de chacune des six années du Cadre afin d'atteindre la nouvelle cible. Pour la période 2011-2013, l'ensemble des distributeurs a réalisé des économies beaucoup plus modestes, avec une moyenne de 0,55 TWh d'économies supplémentaires par année (tableau 7), ce qui représente approximativement la moitié des économies annuelles moyennes nécessaires à l'atteinte de la cible de 2020.

L'OEO a réparti la cible provinciale entre les ELD à l'aide d'une méthode descendante (qui consiste à répartir la cible provinciale entre les ELD en fonction de leur part de la demande provinciale totale) semblable à celle utilisée pour le cadre de 2011-2014. L'OEO a cependant ajouté des étapes supplémentaires afin d'intégrer le potentiel d'économie propre aux régions et aux secteurs :

- La cible a d'abord été répartie sur une base régionale selon le potentiel d'économies d'électricité révélé par l'étude sur le potentiel atteignable pour chacune des dix zones du réseau de transport d'électricité de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ).
- L'OEO a ensuite distribué chacune des dix cibles régionales parmi les ELD de chaque zone de la SIERÉ en fonction de leur part de consommation résidentielle et non résidentielle. L'Office a procédé de la sorte parce que l'étude sur le potentiel atteignable a révélé un plus grand potentiel d'économie dans le secteur non résidentiel; sans ajustement, les ELD qui desservent principalement des clients résidentiels seraient désavantagées pour l'atteinte de leurs cibles[60].

Contrairement au cadre de 2011-2014, le nouveau Cadre ne contient pas de cible de réduction de la demande de pointe pour les ELD. Même si la rentabilité élevée des programmes qui réduisent la demande de pointe devrait tout de même encourager les ELD à continuer les programmes d'économie de la demande de pointe, la SIERÉ et la CENO seront les principales responsables de la réduction de la demande de pointe à l'aide de la réponse à la demande adaptée au marché et de la tarification en fonction de l'heure de la consommation (voir la section 2.3.5).

2.4.4.2 LE BUDGET

Le nouveau budget de 2,6 milliards de dollars sur six ans pour l'économie d'énergie découle de la multiplication des coûts actuels des unités économisées grâce aux programmes d'efficacité énergétique (de 3,5 à 4 sous par kilowattheure économisé)[61] par la nouvelle cible (7 TWh). Le budget ainsi que le taux prévu d'économies d'énergie ont approximativement doublé par rapport à ceux du cadre de 2011-2014).

Afin de s'harmoniser à la répartition des cibles, les budgets des ELD ont été déterminés en fonction de la part de chacune dans la cible provinciale par secteur, et multipliés par les taux de financement pour la portion de la consommation résidentielle et non résidentielle des ELD. Ces dernières disposent donc du budget total du programme pour 2015-2020, qu'elles peuvent gérer comme bon leur semble afin d'atteindre leur cible. Cependant, afin d'atteindre leurs cibles tout en respectant un budget, les ELD pourraient avoir à accorder davantage d'attention à la prestation de programmes qui visent le secteur non résidentiel (commercial et industriel), puisque ces programmes peuvent habituellement être offerts de manière plus rentable[62].

Les économies d'électricité réalisées par le Cadre 2015-2020 réduiront la demande sur le réseau d'électricité de la province et contribueront à éviter de devoir construire de nouvelles infrastructures d'approvisionnement en électricité. C'est ce qu'on appelle un « avantage systémique » (soit une réduction des coûts pour tous les contribuables et pas seulement pour ceux qui participent à certains programmes d'économies d'énergie), parce que les coûts de production et de distribution de l'électricité sont réduits. L'OEO s'attend à ce que le Cadre de 2015-2020 entraîne au moins un milliard de dollars en avantages systémiques nets durant la période de six ans.

L'OEO doit mettre à jour l'étude sur le potentiel atteignable d'ici juin 2016 et effectuer une évaluation à mi-parcours du Cadre de 2015-2020 selon les instructions du ministre de l'Énergie d'ici le 1er juin 2018. Ces deux activités pourraient venir modifier les cibles des ELD, les budgets des programmes et le Cadre lui-même.

2.4.5 LA CAROTTE ET LE BÂTON

2.4.5.1 UNE APPROCHE « TOUT OU RIEN » POUR LES MESURES INCITATIVES DE RENDEMENT

Des incitatifs financiers seront versés aux distributeurs afin de réaliser une part de leurs cibles sur la GDE, de les atteindre, ou encore de les surpasser. Le ministre a indiqué que deux types de mesures incitatives de rendement devraient être versés aux ELD, soit le recouvrement total des coûts et la rémunération au rendement. Pour chaque programme, les distributeurs peuvent opter pour l'une ou l'autre de ces mesures, ou encore pour une combinaison des deux.

En vertu du mécanisme incitatif de recouvrement total des coûts, une mesure incitative de rendement à paliers fondée sur les résultats obtenus à la fin de 2020 sera versée aux ELD qui atteindront 100 % ou plus de leur cible sur la GDE, jusqu'à un maximum établi au-delà de la cible[63]. Un paiement incitatif peut également être versé aux ELD à mi-parcours si elles ont atteint 50 % de leur cible sur la GDE avant le 31 décembre 2017 (c.-à-d., si elles sont en voie de réaliser 100 % de leur cible d'ici la fin de 2020)[64].

Autrement, le mécanisme de rémunération au rendement ne versera des paiements incitatifs qu'à la fin de la période de six ans. Les paiements seront calculés en fonction d'un certain montant de dollars par kilowattheure d'économies réalisées et vérifiées. Les taux qui seront versés aux ELD dans le cadre de ce mécanisme ne sont pas précisés dans l'entente sur l'économie d'énergie. Au lieu, les taux selon le rendement seront décrits dans les règles du programme qui seront publiées à une date ultérieure. La structure des mesures incitatives de rémunération au rendement devrait présenter un potentiel de récompenses accru pour les distributeurs, mais être accompagnée d'un risque plus élevé (bien que les détails entourant ces mesures incitatives de rendement n'aient pas encore été finalisés).

2.4.5.2 LES FAIBLES CONSÉQUENCES D'UN RENDEMENT INSATISFAISANT

Si les économies découlant d'un programme représentent moins de la moitié de la cible annuelle fixée pour une ELD, l'OEO peut prendre des mesures afin de tenter d'améliorer le rendement des ELD, même si ces mesures n'ont aucune conséquence financière pour les ELD. Cependant, si l'ELD n'a pas réussi à offrir les programmes de façon rentable, des conséquences supplémentaires s'appliquent afin de protéger les consommateurs. L'OEO pourrait notamment aller récupérer des fonds auprès de l'ELD[65]. Selon les résultats obtenus dans le cadre 2011-2014, très peu d'ELD, voire aucune, n'arriveraient pas à satisfaire cette norme[66].

2.4.5.3 DES MESURES INCITATIVES VIGOUREUSES POUR STIMULER LA COLLABORATION ENTRE LES SERVICES DE DISTRIBUTION

Les programmes d'économie d'énergie menés en collaboration par les services de distribution peuvent occasionner des économies d'échelle et permettre des gains d'efficacité qui entraînent des économies d'énergie à coût moindre pour les distributeurs et les consommateurs. Le Cadre de 2015-2020 encouragera la collaboration entre les distributeurs tant sur le plan géographique (p. ex., les services de distribution d'électricité dans les mêmes zones de planification régionale) qu'en fonction des similitudes qui pourraient exister entre les distributeurs d'électricité et de gaz naturel (p. ex., mêmes types de clientèle, d'occasions et d'obstacles).

Selon la directive du ministre de l'Énergie, l'OEO fournira d'importants incitatifs aux distributeurs afin qu'ils collaborent aux programmes sur la GDE. Par exemple, les ELD qui soumettent un plan commun sur la GDE (c.-à-d., deux distributeurs ou plus) seront admissibles à une augmentation de 50 % de leur paiement incitatif potentiel si elles atteignent leur cible fusionnée. L'OEO visera aussi à accélérer son autorisation des plans communs sur la GDE[67] et il offrira des sources de revenus supplémentaires pour les programmes de collaboration, notamment le fonds de collaboration.

2.4.6 RÔLES ET RESPONSABILITÉS, AUTORISATION ET DÉCLARATION DE PROGRAMME

L'OEO sera le principal administrateur du Cadre de 2015-2020. Parmi ses responsabilités figurent l'approbation des plans et budgets sur la GDE, le suivi des progrès des ELD vers l'atteinte de leurs cibles et l'octroi de versements aux ELD. Les ELD devront signer une entente sur l'économie d'énergie avec l'OEO qui les contraint à soumettre leur plan sur la GDE à l'OEO avant le 1er mai 2015[68]. Les plans sur la GDE énonceront les cibles, les jalons annuels, les budgets et les programmes sur la GDE des ELD. L'OEO a mis au point une boîte à outils afin d'indiquer aux ELD comment élaborer leurs plans sur la GDE. Selon la directive du ministre, l'OEO ne peut pas mettre plus de 60 jours à approuver un plan pour que ce soit fait en temps opportun.

Tous les ans, l'OEO vérifiera les économies (annuelles, persistantes et en période de pointe), les fonds dépensés et la rentabilité des programmes au moyen de ses protocoles d'évaluation, de mesure et de vérification[69]. À l'exception des programmes éducatifs, ainsi que ceux pour les clients à faible revenu et les Premières nations, tous les programmes sur la GDE proposés (locaux et provinciaux) doivent être rentables comme le déterminent les tests sur les avantages et les coûts pour qu'une ELD recouvre l'ensemble de ses coûts.

2.4.6.1 DÉTERMINER LA VALEUR DES AVANTAGES ENVIRONNEMENTAUX, ÉCONOMIQUES ET SOCIAUX DE L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

En octobre 2014, le ministre de l'Énergie a fourni d'autres directives à l'OEO pour déterminer la rentabilité des programmes sur la GDE, qui exigent de l'OEO qu'elle rende des comptes sur les avantages environnementaux, économiques et sociaux (c.-à-d., qui ne sont pas liés à l'énergie) associés aux économies des programmes sur la GDE conformément au Cadre de 2015-2020. Plutôt que de quantifier précisément les avantages de l'économie d'électricité, tels que la réduction des émissions de gaz à effet de serre, le ministre a indiqué qu'à l'avenir l'évaluation de la rentabilité des programmes comprendra un « ajout » de 15 % aux avantages calculés de l'économie d'énergie en fonction de la valeur de l'énergie économisée. Ce pourcentage supplémentaire fixe devrait permettre à davantage de programmes sur la GDE potentiels de respecter les exigences de rentabilité.

Le rôle administratif de la CENO sera beaucoup moins important dans le Cadre de 2015-2020 puisque la responsabilité d'approuver les programmes sur mesure sur la GDE (nommés programmes régionaux ou locaux dans le Cadre de 2015-2020) est passée de la CENO à l'OEO. Conformément aux indications, la CENO établira les directives sur les exigences liées à la GDE qui préciseront l'obligation de la Commission d'examiner et de publier annuellement les résultats vérifiés des programmes de chaque ELD et de faire rapport sur les progrès des ELD quant au respect des exigences liées à la GDE[70]. La Commission demeurera responsable de l'économie de gaz naturel et établira conformément à la directive du ministre un cadre de gestion axée sur la demande pour les distributeurs de gaz naturel qui s'harmonisera au cadre sur l'électricité.

2.4.7 CALENDRIER ET PASSAGE AU NOUVEAU CADRE

L'OEO prévoit mettre en œuvre les nouveaux programmes d'économie d'énergie de manière progressive. L'OEO et les ELD se sont entendus sur une période de transition qui prolongera la plupart des programmes 2011-2014 jusqu'à la fin de 2015. La période de transition permettra aux ELD de faire passer leurs programmes actuels vers le Cadre 2015-2020 ainsi que d'en commencer de nouveaux en 2015. L'objectif est que cette transition se fasse en douceur pour les clients et que les programmes d'économie demeurent en vigueur en tout temps.

L'OEO a publié une entente sur l'économie d'énergie (Energy Conservation Agreement) le 31 octobre 2014 et s'attend à avoir signé des ententes avec toutes les ELD d'ici le 1er janvier 2015. Une fois que les ELD auront signé l'entente, elles devront soumettre à l'OEO leurs plans sur la GDE avant le 1er mai 2015. Selon l'OEO, toutes les économies d'énergie réalisées par les programmes en 2015 compteront dans le calcul de la cible de 2020, peu importe le programme d'où elles émanent[71].

Commentaires du CEO

Le Cadre de 2015-2020 a intégré plusieurs des leçons tirées du cadre 2011-2014, donnant ainsi une meilleure latitude aux ELD dans la conception de leurs programmes sur mesure qui répondent aux besoins locaux, ainsi qu'une meilleure chance d'élaborer des programmes rentables. À mesure que les ELD élaboreront leurs plans sur la GDE pour les soumettre à l'OEO au début 2015, il sera plus facile de voir si le nouveau cadre a entraîné des changements majeurs en ce qui concerne les types de programmes d'économie d'électricité offerts en Ontario. Comme le Cadre de 2015-2020 n'en est encore qu'à ses débuts, le CEO se contentera d'indiquer s'il fournit aux ELD les outils et incitatifs appropriés pour atteindre la nouvelle cible d'économie d'énergie.

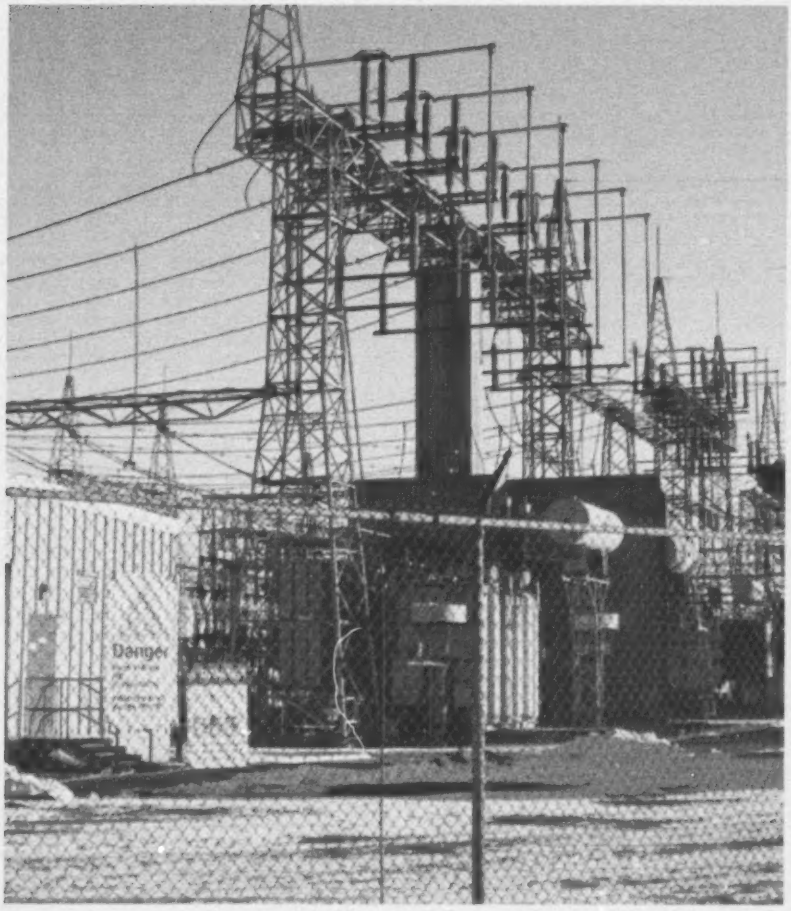
Les ELD sont-elles en mesure d'atteindre l'ambitieuse cible d'économie d'énergie de l'Ontario?

De façon générale, le CEO est favorable à l'approche simplifiée du Cadre de 2015-2020, dans laquelle les ELD deviennent le visage de l'économie d'énergie et reçoivent le mandat d'atteindre une cible encore plus ambitieuse que celle du cadre précédent qui ne divise pas l'attention entre deux cibles différentes, soit une pour l'économie d'énergie et l'autre sur la réduction de la demande de pointe. Vu l'ampleur de l'augmentation de la cible par rapport au rendement actuel, les ELD devront trouver des manières de réaliser des économies encore plus grandes et durables afin d'atteindre l'objectif d'économie d'énergie de la province pour 2020.

Le CEO félicite le gouvernement d'avoir établi une cible très ambitieuse ainsi que d'avoir augmenté le budget pour l'atteindre. Cependant, le CEO signale que l'atteinte de la cible dépend de deux hypothèses importantes : d'abord, que le potentiel théorique d'économies révélé par l'étude sur le potentiel atteignable peut se traduire en réalisations concrètes dans le cadre des programmes et ensuite que le coût associé à la réalisation d'une unité d'économie demeure le même à mesure que les économies augmentent.

Le gouvernement a entendu les préoccupations des ELD à propos de l'exactitude de l'étude sur le potentiel atteignable. Pour répondre à ces préoccupations, l'entente sur l'économie d'énergie exige que l'OEO mène une autre étude sur le potentiel atteignable d'ici deux ans en utilisant une méthode différente, ce qui pourrait entraîner des ajustements aux cibles. L'élaboration du budget de l'OEO supposait que le coût des unités d'économie d'énergie demeurerait inchangé au cours de la période de six ans. Cette supposition pourrait aussi être fausse si le coût associé à l'économie d'énergie augmente alors que les ELD tentent d'atteindre les cibles plus ambitieuses et à portée de main. Bien que l'OEO reconnaisse ce risque, il suppose que le coût pour produire des économies d'énergie ne commencera à augmenter qu'après 2020[72]. Il est également possible que la tendance se renverse. En fait, si les ELD et l'OEO parviennent à élaborer des programmes qui entraînent des économies vérifiables à l'aide de changements à faible coût dans leur mode d'exploitation et leur comportement, le prix moyen pour une unité d'économie pourrait demeurer le même, voire diminuer[73]. Pour ces raisons, le CEO appuie la directive du ministère de l'Énergie qui veut que le budget pour l'économie d'énergie soit examiné lors de l'examen mi-parcours du Cadre de 2015-2020.

La décision du ministère d'ajouter 15 % au calcul de la rentabilité d'un programme d'économie d'énergie afin de représenter les avantages qui ne sont pas liés à l'énergie est conforme aux meilleures pratiques des autres régions (p. ex., le district fédéral de Columbia et le Vermont, qui majorent le calcul de 10 et 15 % respectivement). Cette décision a été prise à la fin de 2014, et le CEO n'a pas pu évaluer d'autres détails, ni si 15 % suffit (p. ex., la part de ces 15 % qui revient aux avantages environnementaux). Dans tous les cas, le concept est louable, et le CEO félicite le ministère de l'Énergie d'avoir pris des mesures afin d'évaluer de manière plus complète la valeur de l'économie d'énergie et de permettre à davantage de potentiels programmes sur la GDE d'atteindre les exigences en matière de rentabilité. Le CEO remarque que la CENO a refusé d'exiger que cet ajout au calcul comprenne les répercussions environnementales associées à la réduction de la consommation de gaz naturel en 2011 et il encourage la Commission à inclure une telle politique dans ses lignes directrices sur l'économie de gaz naturel qui font actuellement l'objet d'un examen et devraient se conformer au cadre de l'économie d'électricité.



Est-il nécessaire pour les ELD d'atteindre la nouvelle cible d'économie de l'Ontario?

Bien que le Cadre de 2015-2020 fournisse aux ELD plusieurs occasions de réduire la consommation d'électricité sur leur territoire de service, le CEO se demande si les ELD disposent de suffisamment d'incitatifs pour chercher à atteindre leurs cibles de façon active. Étant donné l'incertitude à savoir si la nouvelle cible et le doublement des économies réalisées qu'elle entraîne sont atteignables, le CEO remet en question la décision du ministère et de l'OEO de mandater une approche incitative de type tout ou rien qui ne récompenserait que les cibles atteintes à 100 % (des cibles de mi-parcours et finales) dans le cadre du mécanisme incitatif de recouvrement total des coûts. Un système incitatif progressif qui commence aux niveaux inférieurs et offre des récompenses grandissantes en fonction des plus grands exploits aurait peut-être été un choix sage.

Les ELD, si elles perçoivent leur cibles comme inatteignables, risquent de ne pas voir l'avantage économique de réaliser d'énormes économies d'énergie et pourraient ne faire que le strict minimum (c.-à-d., faire en sorte que les programmes sur la GDE soient offerts à tous les segments de clientèle dans la mesure du raisonnable et conformément à la nouvelle condition associée à leur permis). Ce risque pourrait être accru depuis que l'atteinte des cibles n'est plus une exigence de la CENO pour la délivrance de permis et que les probabilités de pénalités financières sont négligeables[74]. L'examen à mi-parcours donnera l'occasion aux ELD et à l'OEO de réévaluer des éléments de la structure incitative du Cadre si les progrès vers l'atteinte de la cible sur la GDE prennent du retard.

2.5 PLANIFICATION RÉGIONALE DE L'ÉNERGIE

2.5.1 INTRODUCTION

Les électeurs grondent et les planificateurs se heurtent à des obstacles : une révision de la planification s'impose

La plupart des gens ne portent attention à la planification de l'électricité que lorsqu'ils estiment que le processus les lèse, souvent à la suite d'une décision qui permettra la construction d'une centrale électrique ou de pylônes électriques à proximité. Autrement, ils se contentent de considérer la planification comme un domaine qui relève des experts équipés pour résoudre des problèmes techniques complexes.

En fait, ces décisions ne sont pas si complexes. Trois choix principaux s'imposent aux planificateurs : économiser l'énergie, construire des centrales de production dans les collectivités en croissance ou encore ajouter des lignes de transport afin d'acheminer de l'électricité de sources éloignées. Le véritable obstacle auquel les planificateurs se heurtent est de concevoir un processus qui demande la participation de la collectivité, l'obtention d'un consensus et la conclusion d'une entente. Un processus de planification qui comprend des défauts ne permet pas de parvenir à un consensus. La planification est la responsabilité de plusieurs parties et se produit sur trois plans, soit le plan provincial pour l'ensemble du réseau provincial, le plan régional (p. ex., la région de Sudbury-Algoma) et le plan local (c.-à-d., les services de distribution tels que London Hydro).

Les signes que le processus de planification de l'Ontario patinait étaient évidents depuis plusieurs années déjà. Sur le plan provincial, malgré les tentatives de 2007 et 2011, un Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) qui définit les ajouts spécifiques qui doivent être apportés à l'infrastructure d'électricité de la province n'avait pas encore été approuvé. Sans plan d'action provincial, la planification s'est poursuivie sur le plan régional de façon ponctuelle et on a construit de nouvelles centrales électriques ou lignes de transport selon les besoins.

La planification de l'électricité peut faire l'objet d'un processus d'évaluation environnementale (ÉE) qui crée également un consensus. Dans les années 1990, le plan provincial (l'étude sur la planification de l'offre et de la demande) a été soumis à une ÉE. Cependant, en 2006, la province a modifié le processus d'évaluation environnementale afin que le PREI soit exempté de la *Loi sur les évaluations environnementales*. Cette décision a éliminé la capacité du public à remettre en question le plan dans son ensemble ou à suggérer d'autres options pour certains des projets d'infrastructure qu'il contenait. Les orientations et les objectifs généraux de la planification à l'échelle provinciale ne profitent donc pas d'un examen public. De plus, bien que les projets individuels exigent toujours une autorisation environnementale, le processus d'ÉE lui-même a été changé en 2001 de façon à ce que certaines catégories de projets (p. ex., certains projets d'électricité) ne fassent pas l'objet d'une évaluation environnementale complète, mais soient plutôt évalués selon un processus de vérification beaucoup moins rigoureux. Finalement en 2009, la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* est venue simplifier le processus d'autorisation environnementale pour les projets d'énergie renouvelable et les a exemptés de certaines des dispositions prévues dans la *Loi sur l'aménagement du territoire* qui accordent aux municipalités un pouvoir de planification.

Inévitablement, certains citoyens et gouvernements locaux se sont montrés mécontents des décisions pour installer des infrastructures dans leurs collectivités. À titre d'exemple, mentionnons les lignes de transport dans la partie ouest de la région du Grand Toronto, les éoliennes dans le Sud-Ouest de l'Ontario et dans les eaux au large des Grands Lacs, ainsi que la centrale de production dans la région de York, qui ont toutes fait l'objet d'une opposition sur le plan local. Puis, en 2010 et 2011, le choix de l'emplacement de deux centrales au gaz naturel a été particulièrement controversé. Le gouvernement a annulé la construction prévue d'une centrale au gaz à Oakville et a interrompu la construction d'une autre centrale à Mississauga. La vérificatrice générale de l'Ontario et un comité de l'Assemblée législative ont chacun entrepris une enquête sur le coût de ces annulations. Il est probable que la publication prévue de leurs rapports en 2013 ait contribué à l'élaboration d'un nouveau processus de planification de l'énergie cette année-là.

2.5.1.1 DEGRÉS DE LA PLANIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ

La planification de l'électricité se pratique depuis de nombreuses années et remonte au siècle dernier où Ontario Hydro et son prédécesseur, Hydro-Electric Power Commission of Ontario, se chargeaient de la planification du réseau d'électricité. De nos jours, la planification de l'électricité relève de plusieurs organismes et se fait tant sur le plan provincial que régional et elle s'effectue également auprès des réseaux de distribution locaux. Davantage d'attention est accordée à la planification à l'échelle provinciale afin d'assurer un approvisionnement suffisant en électricité pour l'ensemble de la province (voir la section 2.3), ce qui ne garantit pas nécessairement que toutes les collectivités seront desservies efficacement. La planification régionale et locale veut répondre aux besoins énergétiques des collectivités et déterminer le meilleur moyen d'y parvenir. Les solutions proposées supposent habituellement l'amélioration du transport et de la distribution, l'ajout de centrales de production et l'économie d'énergie. Les trois plans (provincial, régional et local) se recoupent tous entre eux.

La planification à l'échelle provinciale est dirigée par le ministère de l'Énergie et menée par l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) selon les directives du ministère, habituellement sur une période de 20 ans. Tel que le règlement l'exige, cette approche comprend l'élaboration par l'OEO d'un Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) détaillé sur le plan technique, qui est ensuite soumis à l'approbation de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO). Le PREI est un plan énergétique provincial à valeur juridique. La *Loi de 1998 sur l'électricité* impose l'obligation d'élaborer un PREI que les agences et les services de distribution sont tenus de respecter après son approbation. Deux PREI ont été créés, mais aucun n'a été approuvé ou mis en application.

En novembre 2010, le gouvernement a publié un plan énergétique à long terme (PELT) qui se rapproche quelque peu du PREI, mais qui est cependant beaucoup moins détaillé, notamment sur le plan technique. Une version mise à jour du PELT a été publiée à la fin de 2013 (avis n° 011-9490). Au cours des dernières années, le processus du PELT est venu remplacer le PREI et a fait office de plan énergétique provincial. Le PELT est cependant impuissant sur le plan juridique, et l'OEO, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) ou tout autre organisme ne sont pas contraints de le respecter. Le PELT a une portée juridique seulement lorsque le ministre de l'Énergie publie une directive sur le profil d'approvisionnement qui reflète son mandat. Aucune directive de la sorte n'a été émise pour le PELT de 2013.

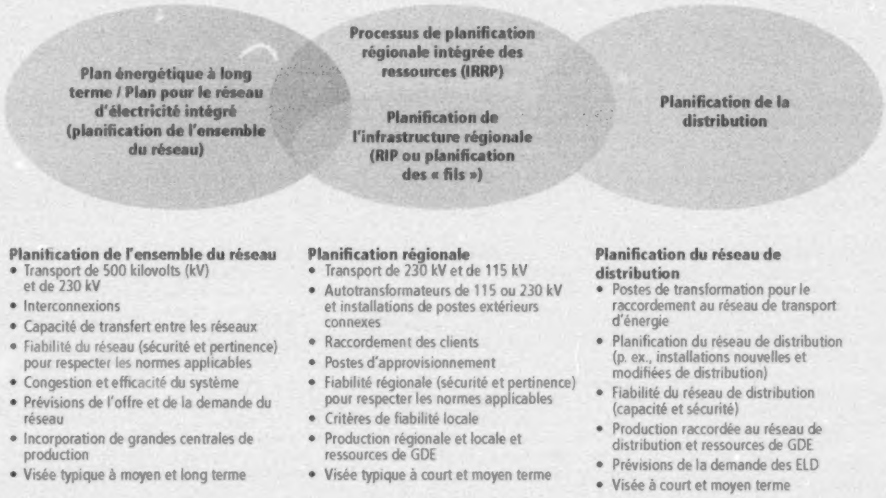


Figure 6 : Degrés de planification de l'électricité

La planification sur le plan régional est menée soit par une compagnie de transport, soit par l'OEO, avec l'appui des services de transport et de distribution. L'un des deux types de plan est conçu selon l'infrastructure proposée. Lorsque l'OEO juge qu'il est approprié d'élaborer une solution intégrée sur les ressources (c.-à-d., lorsque la production ou l'économie d'énergie sont des choix viables plutôt que d'avoir recours à des lignes électriques), il crée un plan régional des ressources qui étudie toutes les options possibles. En revanche, lorsqu'il juge que des lignes électriques s'imposent, la compagnie de transport active dans la région élabore un plan qui est ensuite analysé par la CENO. La planification s'étend habituellement sur une période à moyen terme (soit 5 à 10 ans).

Sur le plan du réseau de distribution, l'entreprise de distribution locale (ELD) concernée assure la planification de la zone qu'elle dessert. La planification se fait à court terme (soit 5 ans ou moins). De tels plans d'infrastructure n'ont pas à passer par le processus de planification régionale. Les projets proposés par les ELD sont plutôt étudiés par la CENO dans les demandes de tarif des ELD qui justifient les investissements suggérés[75].

Telle est la situation à laquelle les planificateurs ont fait face lorsque, pour la majeure partie de 2013, la planification à l'échelle régionale a fait l'objet d'un examen. La Commission de l'énergie de l'Ontario a publié en mai 2013 un rapport qui a mis en place un cadre officiel sur la planification régionale de l'électricité qui se faisait de façon ponctuelle jusqu'ici. Cependant, juste avant la publication du rapport de la Commission, le ministre de l'Énergie a demandé à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) ainsi qu'à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) de consulter ensemble les Ontariens sur la meilleure façon d'amener les collectivités locales à prendre part à la planification des infrastructures d'électricité et au choix de leurs emplacements. L'OEO et la SIERÉ ont présenté leur rapport à la fin de l'été. (Les rapports de l'OEO-SIERÉ et de la CENO sont décrits en détail ci-dessous).

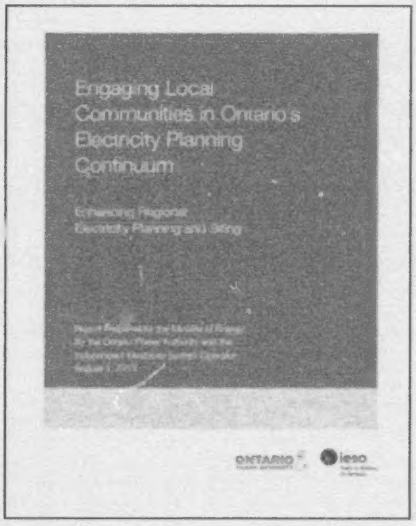
Du point de vue des planificateurs des grands organismes responsables de la gestion de l'énergie (OEO et SIERÉ), les collectivités n'étaient pas prêtes à faire des compromis, ni à affronter la réalité. Dans les exemples susmentionnés, les émotions étaient à fleur de peau au sein des collectivités; plusieurs voix s'opposaient farouchement à la construction de toute forme d'infrastructure électrique dans leur milieu local, mais s'attendaient paradoxalement à ce que l'approvisionnement en électricité couvre tous leurs besoins. Le gouvernement avait besoin que les citoyens reconnaissent que cette situation était un vrai casse-tête, alors l'approche révisée proposait un processus qui visait à accroître la participation des collectivités afin qu'elles soient mieux disposées à accepter le lien de cause à effet qui découle de leurs décisions. La responsabilité de la prise de décisions reposerait donc sur la collectivité qui en retour aurait une incidence positive sur les choix qu'elle fait. Les planificateurs espéraient envoyer un double message. D'abord, les municipalités doivent reconnaître que l'électricité leur est indispensable. La demande d'électricité et le développement local sont reliés. Ensuite, en acceptant cette prémisse, les collectivités doivent être tenues responsables de leurs décisions, qu'elles soient pour ou contre la construction d'infrastructure sur leur territoire. Celles qui refusent doivent donc économiser l'électricité, limiter leur croissance ou encore trouver d'autres solutions.

Cette section de notre rapport examine les politiques de planification régionale de l'électricité ainsi que les recommandations des rapports de la CENO et de l'OEO-SIERÉ et elle porte une attention particulière aux questions suivantes :

1. Des liens adéquats ont-ils été établis entre la planification régionale et les autres types de planification de l'électricité?
2. L'économie d'énergie est-elle mise sur un pied d'égalité avec la construction de centrales ou de lignes de transport lorsque des solutions de rechange sont étudiées pour répondre aux besoins régionaux en électricité?
3. Existe-t-il des mécanismes adéquats pour permettre au public de participer?

2.5.2 UNE RAFALE D'ANNONCES ET DE RAPPORTS

Annonces du gouvernement



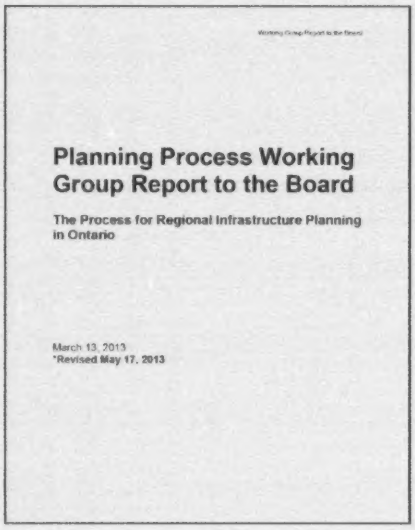
Tôt en mai 2013, le gouvernement a annoncé qu'il consoliderait la planification de l'énergie, et le ministre de l'Énergie a ordonné à l'OEO et à la SIERÉ de se consulter afin d'élaborer un nouveau processus de planification régionale qui permettrait de choisir des emplacements pour les infrastructures d'électricité d'une façon qui respecterait les opinions des collectivités[76]. La participation des collectivités et le choix d'un bon emplacement dès le départ faisaient partie des principales préoccupations[77]. À la suite d'une consultation rapide, on s'est précipité pour dévoiler une nouvelle approche[78]. En août, les deux organismes ont présenté un rapport commun OEO-SIERÉ *(Engaging Local Communities in Ontario's Electricity Planning Continuum)* qui comptait 18 recommandations. Après avoir examiné le rapport, le gouvernement a annoncé qu'il adopterait toutes les recommandations[79]. Les conséquences et les détails de ce rapport clé sont présentés dans la présente section.

Vers la fin de mai 2013, le ministre a fait une autre annonce en déclarant que le gouvernement travaillerait de concert avec les collectivités afin de donner davantage de pouvoir aux collectivités locales en ce qui concerne les projets d'énergie renouvelable[80]. Le tarif de rachat garanti (TRG) de la province jouera un rôle moindre dans l'approvisionnement. Dans le cas des grandes centrales de production d'énergie renouvelable de 500 kilowatts et plus, le processus du TRG a été remplacé par un processus d'appel d'offres concurrentiel, soit le processus Large Renewable Procurement (LRP). Cette annonce soulignait le fait que les planificateurs et les promoteurs seraient amenés à collaborer directement avec les municipalités afin de déterminer les besoins et les emplacements appropriés, et que le processus accorderait la priorité aux projets menés par les municipalités ainsi qu'à ceux auxquels elles prennent part en tant que partenaires[81].

Le reste de l'année 2013, le gouvernement a répété à cinq reprises qu'il avait bien reçu le rapport de l'OEO-SIERÉ pour améliorer la planification de l'électricité et qu'il mettait des mesures en oeuvre[82].

Les rapports

Le rapport de la Commission de l'énergie de l'Ontario



Afin d'accroître l'efficacité de la réglementation, la CENO avait entrepris en 2010 une refonte de la planification de l'électricité dans le cadre d'un examen approfondi des politiques sur l'électricité. Cinq audiences, regroupées sous le Cadre réglementaire renouvelé pour les distributeurs d'électricité *(Renewed Regulatory Framework for Electricity Distributors),* ont examiné en détail les investissements et le rendement financier des ELD[83]. Une de ces audiences (EB-2011-0043) a mené à la création d'un processus qui vise à améliorer la planification coordonnée et à tenir compte des problèmes régionaux au moment de la construction des infrastructures de transport. En mai 2013, la CENO a publié un rapport sur le processus de planification de l'infrastructure régionale en Ontario *(The Process for Regional Infrastructure Planning in Ontario)*[84] qui décrivait les conditions et les procédures que les distributeurs doivent respecter lorsqu'ils déposent une demande d'autorisation auprès de la CENO afin d'approuver les investissements prévus dans le plan d'infrastructure régional *(Regional Infrastructure Plan,* RIP).

Le processus du RIP est important puisqu'il s'agit d'un processus défini par la loi et entériné par la CENO, qui lui donne force d'autorité à l'aide

de codes et de conditions relatives aux permis. Il vient remplacer les plans antérieurs de l'OEO et des services de distribution selon les besoins. Il agit en tant que processus de référence sur lequel l'OEO et la SIERÉ se sont appuyés pour élaborer le processus de planification régionale intégrée des ressources *(Integrated Regional Resource Planning,* IRRP) et avec lequel il interagit. Des modifications ont été apportées au permis de l'OEO en octobre 2013 afin de refléter ses obligations juridiques en matière de planification de l'infrastructure régionale. Elles consistaient en des questions mineures de conformité, notamment l'échéancier (18 mois) pour terminer l'élaboration du processus d'IRRP ainsi que son apport aux distributeurs et aux municipalités de la région. Les questions plus sérieuses, telles que le degré d'engagement des intervenants ou encore la manière d'évaluer les options de planification, sont en constante évolution et ne constituent pas des conditions à l'obtention de permis. Ensemble, les deux processus, soit le RIP et l'IRRP (voir l'encadré « Fonctionnement du processus de planification »), fournissent une approche officielle et très exhaustive de la planification. Idéalement, ils devraient être intégrés à la planification provinciale et locale de l'électricité.

2.5.2.1 FONCTIONNEMENT DU PROCESSUS DE PLANIFICATION – LES RIP ET IRRP

Il existe deux points de divergence entre les processus du RIP et d'IRRP, soit le type de solutions que chacun propose (transport, production et économie) et les occasions de tenir des consultations publiques.

Une compagnie de transport qui désire construire une infrastructure doit créer un RIP. Dans ce processus, le terme « infrastructure » fait seulement référence aux lignes de transport d'électricité et exclut toutes les autres solutions de rechange, comme l'économie ou la production (à la différence du vaste processus d'IRRP de l'OEO).

Dans le processus du RIP, les plans régionaux sont élaborés sur une base régulière dans 21 régions adaptées à partir des zones de la SIERÉ et des périmètres des ELD. Un plan est mis en action par son examen quinquennal ou une circonstance urgente (p. ex., une directive ministérielle ou un besoin prévu). Habituellement, le transporteur détermine ce qui déclenche le processus de planification, mais d'autres intervenants tels que les ELD, l'OEO et la SIERÉ peuvent également avertir le transporteur lorsqu'ils remarquent un élément déclencheur qui est habituellement une augmentation de la demande, ou encore des contraintes opérationnelles sur le réseau.

La compagnie de transport évalue les besoins et effectue un test de sélection afin de déterminer s'il faut lancer un processus de planification régionale. À ce point, une décision doit être prise. Si le besoin n'est pas régional et peut être comblé sur le plan local dans le périmètre du distributeur, alors il n'est pas nécessaire d'élaborer un plan régional. Les investissements dans l'infrastructure sont ensuite directement soumis à la CENO pour approbation dans le cadre d'une demande de tarif ou de construction d'installations.

S'il est déterminé que le problème est de nature régionale, la prochaine étape consiste à déterminer la solution appropriée[85], soit le RIP ou encore le vaste processus d'IRRP de l'OEO. Le transporteur et l'OEO étudient l'information obtenue lors du test de sélection du transporteur. L'OEO effectue ensuite une évaluation afin de confirmer si le processus du RIP (lignes de transport uniquement) est approprié ou non. C'est à ce point de l'évaluation que le public intervient et il y joue un bref rôle[86]. À ce moment, une décision doit être prise.

Si l'ajout de lignes de transport suffit, le processus du RIP va de l'avant et différentes options de fils sont envisagées. La CENO utilise ensuite le processus du RIP dans les demandes de tarif ou de permission de construire. Ici encore, le public est invité à participer (quoi qu'il ne puisse pas se prononcer sur les options envisagées, seulement sur les détails techniques du projet de lignes de transport).

S'il est déterminé qu'un IRRP serait plus approprié, alors l'OEO lancera un processus d'IRRP afin de comparer un éventail élargi de solutions, comme l'économie, la production et le transport[87]. Les diverses options du IRRP sont examinées lors de consultations publiques sur le rapport sur la portée du projet, ainsi qu'à l'occasion de nouvelles consultations ultérieures par la participation de la collectivité dans l'élaboration et la mise en œuvre du processus d'IRRP[88].

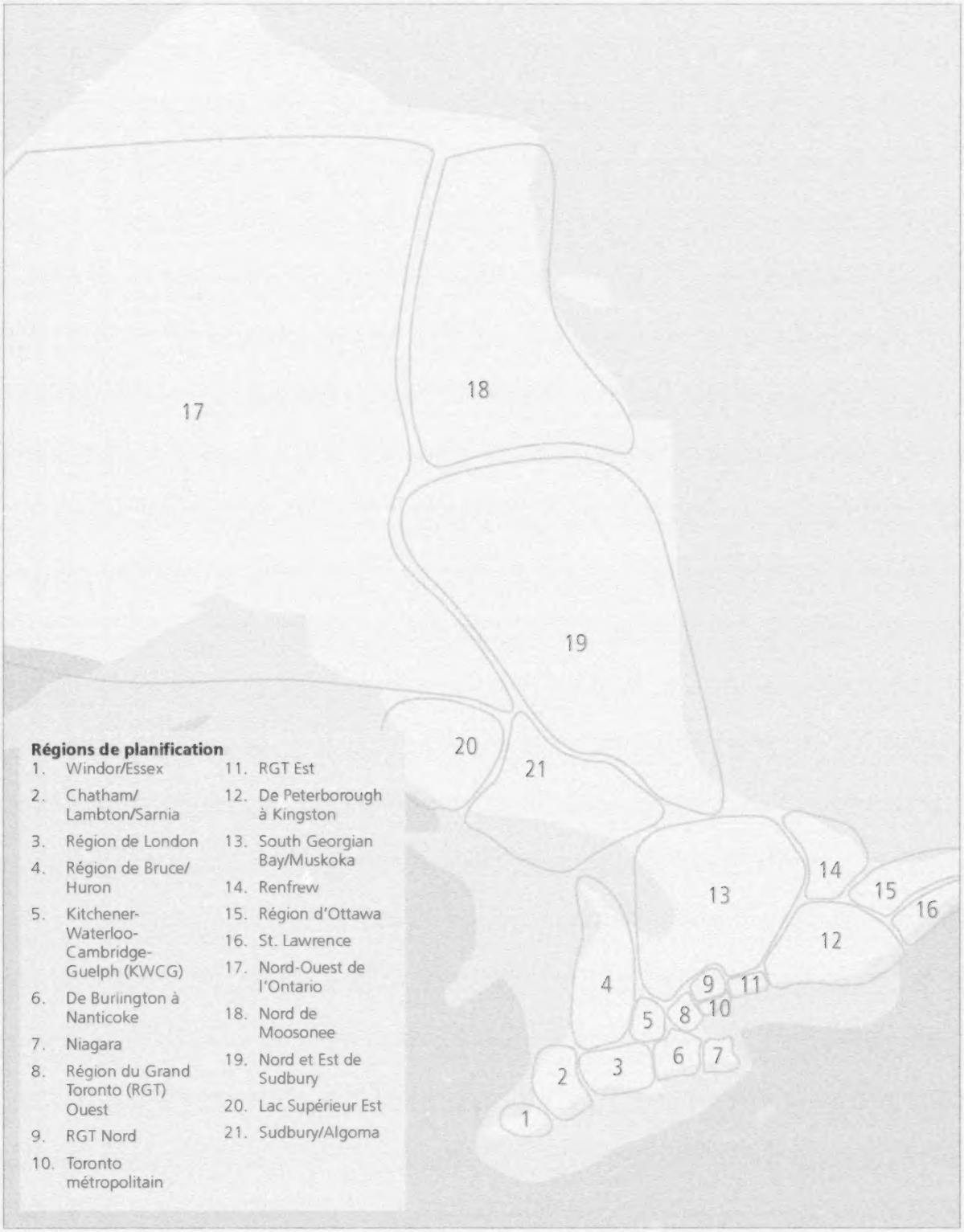


Figure 7 : Le processus et les régions de planification de l'électricité en Ontario

Le rapport OEO-SIERÉ

L'OEO et la SIERÉ ont interprété la directive formulée par le ministre en mai 2013 comme un triple mandat qui consiste à documenter de façon détaillée la procédure d'élaboration des plans, créer des mécanismes de participation transparents pour les intervenants, particulièrement les municipalités, et refléter les recommandations du Comité permanent de la justice sur le choix de l'emplacement des grands projets d'infrastructure[89].

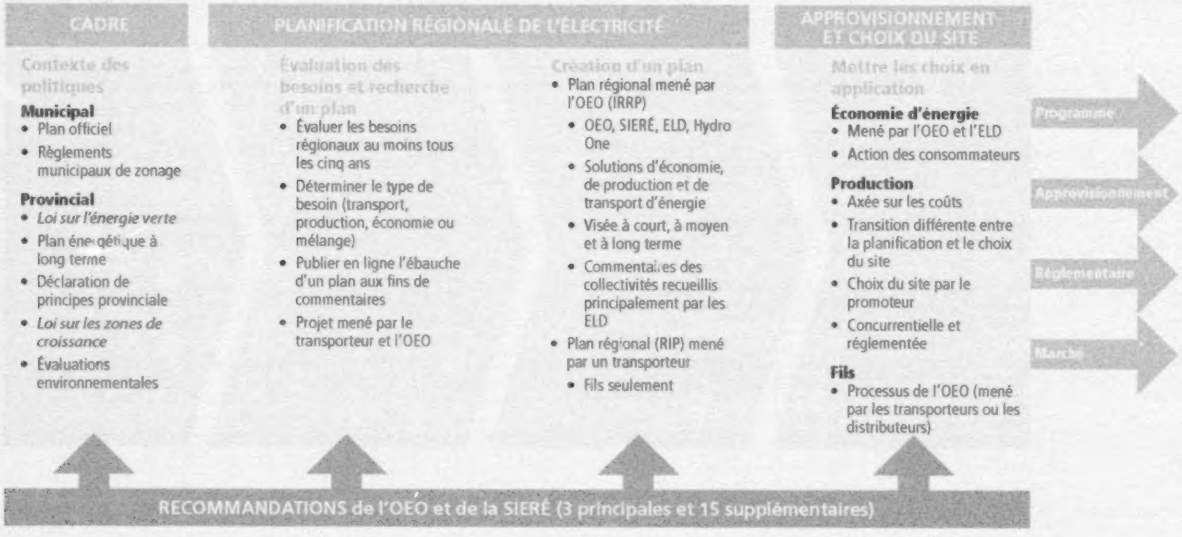


Figure 8 : Le contexte de la planification

Il est conclu dans le rapport OEO-SIERÉ que l'amélioration du processus de planification régionale était une question de perfectionnement plutôt que de réinvention de la roue et il y est précisé que le processus de planification régionale de l'électricité actuel de l'OEO jette de solides bases pour atteindre les objectifs du ministre et des collectivités et qu'il servirait de pont entre la planification globale et le choix de l'emplacement des installations[90]. Le rapport comprenait trois recommandations principales qui s'appliquent à tous les aspects du processus de planification : renforcer la sensibilisation, accroître l'influence locale et coordonner les ministères. Quinze recommandations secondaires visant certaines tâches spécifiques du processus ont été greffées aux processus du RIP et d'IRRP afin de montrer comment améliorer la planification régionale.

Selon le rapport, la planification régionale est un *continuum,* un processus séquentiel lié constitué de plusieurs tâches comme préparer une évaluation des besoins, rechercher une solution appropriée aux besoins, consulter des experts, faire l'ébauche du plan, obtenir l'approbation de la communauté et mettre le tout en œuvre. De plus, la planification régionale s'effectue dans un cadre de gouvernance qui comprend des politiques (p. ex., les plans officiels municipaux), des lois provinciales (p. ex., la *Loi de 2009 sur l'énergie verte,* la *Loi de 2005 sur les zones de croissance* et la *Loi sur les évaluations environnementales)* ainsi que d'autres outils (p. ex., la Déclaration de principes provinciale, le Plan énergétique à long terme et le Plan de la ceinture de verdure).

Certains mécanismes spécifiques ont été recommandés afin de mieux intégrer la planification au cadre de gouvernance :

- modifier des sections de la Déclaration de principes provinciale (DPP) afin qu'elles exigent des municipalités de prendre en considération les besoins en électricité dans leurs plans officiels;
- intégrer les autorisations de plans d'aménagement en vertu de la *Loi sur les évaluations environnementales* et la *Loi sur l'aménagement du territoire* en exigeant que l'autorisation soit conforme à la DPP;
- insérer un avertissement dans le titre des lotissements à proximité des installations de production d'électricité actuelles ou à venir et en faire une condition pour l'autorisation d'un lotissement ou d'un plan d'emplacement;

- modifier le Règl. de l'Ont. 543/06 en vertu de la *Loi sur l'aménagement du territoire* afin de permettre à l'OEO et à la SIERÉ de recevoir des avis et un exemplaire des propositions de plans officiels et de plans de modification.

Le rapport recommandait également de renforcer la transparence lors de la mise en œuvre du plan en examinant comment y sont utilisés les mécanismes sur la planification et l'approvisionnement suivants :

- le rôle du PREI;
- une directive sur le profil d'approvisionnement fondée sur les résultats;
- les liens entre les différentes échelles de planification de l'électricité (provinciale, régionale et locale).

Les principaux moyens qui ont été suggérés afin d'obtenir l'opinion locale consistent à mieux recueillir la rétroaction et à accroître l'accès à l'information. Le rapport commun de l'OEO et de la SIERÉ recommandait également l'établissement d'un nouveau comité consultatif afin d'ajouter une vaste représentation (p. ex., les représentants élus, les Premières nations, les collectivités locales et les intérêts commerciaux), de fournir de l'information sur les priorités locales et d'évaluer les options proposées. Un membre de ce nouveau comité participera également à tout groupe de planification technique de projet, et le comité aidera l'OEO et les distributeurs à élaborer une stratégie de participation fondée sur les pratiques exemplaires des processus d'évaluation environnementale.

Le rapport recommandait la création d'un programme provincial afin de financer la planification régionale de l'énergie et d'aider les municipalités à assumer leurs responsabilités. Huit municipalités ont été financées en 2013 par un programme du ministère de l'Énergie;[91] un précis sur l'élaboration de plans énergétiques collectifs a également fait l'objet d'un financement[92].

Le rapport conjoint de l'OEO et la SIERÉ examinait la situation dans laquelle on cherchait une solution à la production d'électricité et où il devenait nécessaire de choisir l'emplacement d'une grande centrale électrique[93]. Dans ces cas-là, l'OEO a recours à un processus d'appel d'offres, soit un processus de demande de proposition (DDP) concurrentiel, ou encore un programme d'offre standard (déterminer les modalités et le prix du contrat). De manière générale, le promoteur du projet choisit l'emplacement du site. Des exigences liées à ce choix ont été conçues de manière à assurer la participation de la collectivité. L'OEO évalue les projets de DDP en fonction de critères obligatoires, notamment : la sensibilisation des collectivités afin de prendre connaissance de leurs préoccupations, le degré d'appui local et la conformité aux plans et règlements municipaux. Les appels d'offres types sont évalués selon une autre série de critères, comme le type de requérant (p. ex., une municipalité ou un groupe communautaire) et le degré d'appui local. Dans le cadre du processus d'appel d'offres, les promoteurs du projet sont tenus d'obtenir les autorisations environnementales provinciales et locales (p. ex., permis et licences).

Le rapport conjoint de l'OEO et la SIERÉ ne contenait aucune recommandation relative à l'emplacement, mais faisait référence à des pratiques d'autres régions, comme un processus de sélection à plusieurs étapes, une commission sur l'emplacement et le financement de programmes sociaux et d'emploi dans les collectivités qui le désirent. Il fournissait également quelques suggestions :

- élaborer un protocole pour les plans énergétiques des collectivités afin qu'ils constituent des données crédibles pour les responsables de la planification provinciale de l'électricité;
- créer des lignes directrices obligatoires relativement à l'emplacement des centrales alimentées au gaz naturel qui comprennent des critères sur l'environnement, la santé et la sécurité;
- intégrer formellement les plans officiels municipaux dans le processus de planification et de choix de l'emplacement.

Le rapport recommande de tenir compte de critères élargis, comme les préoccupations locales et les priorités, au moment de construire une centrale. Il recommande aussi que la planification reconnaisse les objectifs sociaux élargis et les avantages environnementaux et qu'elle étende la planification au-delà d'une approche à moindre coût. Le rapport reconnaît que cette méthode s'appuierait sur une décision du gouvernement ou de la CENO sur l'allocation des coûts.

Le rapport conjoint de l'OEO et de la SIERÉ a indiqué au ministre qu'il demanderait à nouveau l'avis des ministères, agences, associations et autres intervenants à propos de ses recommandations pour ensuite présenter une mise à jour détaillée sur les activités de mise en œuvre. Ce rapport mis à jour a été présenté en septembre 2013 et exposait brièvement les efforts déployés par l'OEO afin d'améliorer la transparence et l'accès aux données, ce qui a essentiellement été accompli par la création de nouveaux sites Web régionaux avec libre accès aux données (un site pour chacun des neuf endroits qui élaborent des plans régionaux).

Selon le rapport périodique de mise à jour de septembre, les recommandations dont la responsabilité incombe à l'OEO ou à la SIERÉ ont été immédiatement intégrées à leur travail. Les recommandations sous la responsabilité du gouvernement ont été mises en œuvre à l'aide de rencontres avec les ministères. L'OEO et le ministère de l'Énergie ont rencontré le personnel du ministère des Affaires municipales et du Logement ainsi que du ministère de l'Environnement à la fin 2013 et en en 2014, et les discussions se poursuivent. L'OEO et le ministère de l'Énergie considèrent les mesures suivantes comme étant complétées : l'examen de la Déclaration de principes provinciale (DPP) afin de refléter les exigences en matière d'électricité, la participation du ministère de l'Énergie dans l'examen coordonné des plans provinciaux (p. ex., le Plan de croissance de la région élargie du Golden Horseshoe) et la création d'un comité sur l'énergie composé des ministères et de l'Association des municipalités de l'Ontario.

Davantage de travail est requis afin d'aborder les problèmes environnementaux plus tôt dans le processus d'appel d'offres et le ministère de l'Énergie doit élaborer un guide qui vise à aider les municipalités dans la mise en œuvre de la nouvelle DPP. Le rapport conjoint de l'OEO et de la SIERÉ recommandait la création d'une équipe d'action formée de représentants issus de plusieurs ministères afin de coordonner la politique et clarifier les questions de responsabilité. Les ministères ont décidé de soulever les questions relatives à la planification régionale dans des comités qui existent déjà plutôt que de former une nouvelle équipe interministérielle.

2.5.2.2 LES PROCHAINES ÉTAPES DE LA PLANIFICATION RÉGIONALE

Au cours des cinq prochaines années, l'OEO a promis d'évaluer si un plan régional est nécessaire dans chacune des 21 régions desservies. Neuf de ces plans sont déjà en cours dans les régions suivantes : de Burlington à Nanticoke, la grande région d'Ottawa, la région du Grand Toronto (RGT) Nord, la RGT Est, la RGT Ouest, Toronto (cœur du centre-ville), Kitchener-Waterloo-Cambridge-Guelph (KWCG), Windsor-Essex et le Nord-Ouest de l'Ontario. KWCG s'est portée volontaire pour être la première et servir d'essai pour la nouvelle capacité qui a été conférée au processus de planification, qui consiste à intégrer les points de vue locaux et parvenir à un équilibre entre les solutions pour le transport, l'économie et la production décentralisée de l'électricité. La consultation sur l'IRRP de Toronto a commencé en septembre 2014. En novembre 2014, l'ébauche du rapport sur l'évaluation des résultats a été publiée pour la RGT Est. Il y est recommandé que la prochaine étape de la planification régionale pour la RGT Est soit un IRRP mené par l'OEO.

Ce que l'examen de la planification n'a pas abordé

Afin d'élargir la perspective concernant toute cette planification de l'électricité, il peut s'avérer utile d'énumérer ce que le gouvernement et ses agences *n'*ont *pas* envisagé dans le cadre de l'examen de la planification.

Le gouvernement n'a pas exigé que les agences examinent la planification des différentes sources d'énergie et n'a pas étendu son examen au-delà de l'électricité. Malgré des communiqués de presse et la directive du ministre qui faisaient hardiment valoir les mesures entreprises par le gouvernement pour renforcer la planification de l'énergie et assurer l'avenir énergétique de l'Ontario[94], le ministère de l'Énergie a limité son cadre sur les politiques en matière d'énergie à l'électricité.

Au cours de l'examen de la planification régionale (même restreint à l'électricité), rien n'a été tenté pour intégrer d'autres cadres de planification de l'électricité utilisés actuellement en Ontario afin de concevoir une planification du réseau d'électricité réellement complète. Lorsque l'examen de la planification régionale a été entamé, les processus d'approbation pour la production d'énergie renouvelable (p. ex., les microprogrammes de TRG, le tarif de rachat garanti et le cadre du processus LRP [Large Renewable Procurement]) n'ont pas été inclus dans l'examen de la planification régionale. De plus, la planification du réseau intelligent n'en faisait pas non plus partie; il existait bien une directive émise par le gouvernement en 2010 qui donnait le mandat à la CENO de coordonner la planification régionale du réseau intelligent, mais elle n'a pas été prise en considération dans l'examen.

Le rapport commun de l'OEO et de la SIERÉ ne fournissait aucune indication sur la façon dont ces processus distincts seront coordonnés avec la planification régionale. Le rapport de la CENO indiquait qu'il était trop tôt pour établir la planification régionale du réseau intelligent puisque les régions ne sont pas encore délimitées et que la base sur laquelle est fondée la distribution d'électricité demeure donc indéterminée. Cependant, le rapport permettait qu'un processus régional fournisse des occasions afin de coordonner le développement du réseau intelligent et d'y collaborer, particulièrement dans les cas où l'économie d'énergie était la solution privilégiée d'un plan régional et était facilitée par le réseau intelligent.

Le gouvernement n'avait clairement pas l'intention de repenser la planification régionale de l'énergie à partir de nouvelles bases ni d'aborder les questions relatives à la planification du réseau énergétique (c.à-d., les différentes sources d'énergie). Le gouvernement ne comptait pas non plus effectuer une refonte complète de la planification de l'électricité, ni même de la planification régionale de l'électricité. Il s'attendait plutôt à un examen ciblé sur les manières d'optimiser la participation des municipalités, des Premières nations et d'autres communautés dans le but d'améliorer les décisions sur le choix des emplacements, ou du moins, prévenir la répétition du fiasco des centrales au gaz.

2.5.2.3 FONCTIONNEMENT DES AUTORISATIONS ENVIRONNEMENTALES POUR LES PROJETS D'ÉLECTRICITÉ

Durant la mise en œuvre d'un plan régional sur l'électricité, les promoteurs du projet ont la responsabilité d'obtenir les autorisations environnementales pour le choix de l'emplacement. L'OEO, la SIERÉ et la CENO n'ont pas l'autorité nécessaire pour examiner ou statuer sur les questions environnementales liées à l'infrastructure électrique; cette responsabilité relève du ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique ainsi que du ministère des Richesses naturelles et des Forêts.

Les projets d'hydroélectricité, de gaz naturel, de bioénergie et de production d'énergie solaire sont assujettis à différents types d'autorisations environnementales (qui sont également appliquées différemment selon la taille du projet). Les lignes de transport d'énergie peuvent faire l'objet d'une évaluation environnementale de portée générale en vertu de la *Loi sur les évaluations environnementales* de l'Ontario *(LÉE)*. Des autorisations environnementales du gouvernement fédéral peuvent également être nécessaires (p. ex., pour les centrales nucléaires et le transport de l'énergie en dehors des frontières provinciales). En ce qui a trait seulement aux autorisations environnementales provinciales pour les centrales d'énergie, la principale différence réside entre les producteurs d'énergie renouvelable et non renouvelable.

Les promoteurs de projets de production d'énergie non renouvelable doivent obtenir une autorisation relative à l'évaluation environnementale (ÉE) selon les exigences prévues dans la *LÉE* et les règlements qui l'accompagnent. Le processus d'évaluation spécifique dépend de la technologie et du type de carburant utilisés ainsi que de la taille de la centrale. L'évaluation environnementale individuelle est le processus le plus rigoureux, puisqu'il comprend un examen complet des questions, des consultations exhaustives et la prise en compte de solutions et d'emplacements de rechange. De manière générale, le processus d'évaluation environnementale individuelle n'a été appliqué qu'à de grands projets complexes de premier plan avec d'importantes répercussions environnementales (p. ex., les centrales hydroélectriques de plus de 200 MW).

Le Règlement de l'Ontario 116/01 *(Electricity Projects)* adopté en vertu de la *LÉE* a créé un processus simplifié pour remplacer l'évaluation environnementale individuelle qui exempte les promoteurs de plusieurs centrales d'énergie à grande échelle de l'obligation de mener une évaluation environnementale individuelle. Plutôt, la majorité des promoteurs (p. ex., les centrales alimentées au gaz de 5 MW et plus) n'ont qu'à suivre un processus d'examen environnemental et évaluer un projet selon une liste de critères, ce qui comprend habituellement des consultations publiques, l'examen des répercussions propres à certains sites (p. ex., les habitats fauniques et la qualité de l'air) et l'élaboration de mesures d'atténuation. Cet examen n'exige pas une évaluation des emplacements de rechange ni des méthodes de rechange qui visent à atteindre l'objectif du projet. Il comprend une disposition pour que les citoyens puissent demander au ministre de l'Environnement de faire passer le projet au niveau supérieur et le soumettre à un rapport d'analyse environnementale ou encore à une évaluation environnementale individuelle, bien que les demandes de la sorte ne soient habituellement pas accordées.

Les projets d'énergie renouvelable, sauf les centrales hydroélectriques soumises au processus d'évaluation environnementale de portée générale décrit ci-dessus, ne sont pas assujettis aux exigences de la *Loi sur les évaluations environnementales*. Les promoteurs doivent obtenir une autorisation de projet d'énergie renouvelable (APER) telle que définie dans le Règl. de l'Ont. 359/09 pris en application de la *Loi sur la protection environnementale* de 1990 *(LPE)*. La plupart des grands projets d'énergie renouvelable (p. ex., les éoliennes et les centrales solaires au sol) doivent obtenir une APER avant leur construction. Celle-ci comprend une consultation ainsi qu'une évaluation des répercussions environnementales propres au site accompagnée de mesures d'atténuation proposées. Une APER peut être soit approuvée, soit approuvée sous condition, ou encore refusée, et peut aussi faire l'objet d'un appel devant le Tribunal de l'environnement.

Le processus d'appel d'offres pour les projets d'énergie renouvelable a été modifié à la fin de décembre 2013 lorsque le tarif de rachat garanti pour les grands projets s'est terminé et a été remplacé par le processus LRP. Selon les nouvelles règles de ce processus sur la participation des collectivités, le promoteur du projet doit atténuer les répercussions du projet (tel que convenu avec la municipalité locale) et satisfaire aux exigences des autres règlements (notamment les autorisations environnementales et municipales)[95].

Le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique permet aux promoteurs de petites installations solaires au sol (Règl. de l'Ont. 350/12) et il songe à permettre aux promoteurs d'autres projets de production d'énergie renouvelable à petite échelle (c.-à-d., des biodigesteurs dans les fermes et des turbines qui utilisent les gaz d'enfouissement) d'enregistrer leurs projets sur le Registre environnemental des activités et des secteurs (REAS) sans avoir à obtenir d'autres autorisations environnementales (avis nos 011-5695 et 011-8592 sur le Registre environnemental). Les critères du REAS pour de telles installations ont été déterminés de façon à éliminer les répercussions environnementales potentielles dès la conception des installations en plus d'avoir recours à des technologies de lutte contre la pollution et à des restrictions concernant les emplacements choisis.

Commentaires du CEO

Puisque le cadre révisé pour la planification et le choix de l'emplacement est en pleine évolution et vient seulement de commencer à faire l'objet d'essais pratiques, le CEO limitera ses commentaires à deux questions : (1) savoir à quel point l'économie d'énergie sera effectivement priorisée dans les plans régionaux, et (2) déterminer si un processus d'autorisation environnementale repensé pourrait aider à atteindre le but de renforcer la participation locale et favoriser la récolte de commentaires.

La planification régionale donnera-t-elle la priorité à l'économie d'énergie?

Les liens qui existent entre la planification provinciale et régionale suffiront-ils à protéger l'économie d'énergie?

Il est manifestement nécessaire de clarifier les liens qui existent entre les plans régionaux et le plan provincial sur l'électricité et de déterminer lequel aura préséance sur les autres[96]. Prenons par exemple la recommandation 11 du rapport conjoint de l'OEO et de la SIERÉ, qui indique que la planification du réseau devrait comprendre des objectifs de société et environnementaux plus vastes tout en tenant compte des intérêts locaux. Le CEO ne sait pas exactement si le processus d'IRRP pourrait résoudre une situation où la collectivité n'accepte pas l'une des principales recommandations d'un tel processus, ni comment il pourrait y parvenir. Qu'arrive-t-il par exemple si le processus d'IRRP recommande la construction d'une centrale d'énergie, tandis que le comité consultatif local préfère une solution liée à l'économie d'énergie?

Deux problèmes nécessitent d'être clarifiés. D'abord, afin d'améliorer la responsabilisation, le gouvernement doit fournir un plan énergétique provincial juridiquement contraignant qui devra décrire les rôles joués par le PREI (le PELT est beaucoup moins pertinent puisqu'il s'agit d'un document de politique qui n'a aucune autorité au sens de la loi) et le pouvoir directif du ministre dans le processus d'IRRP. En second lieu, le gouvernement doit expliquer comment les plans régionaux mettront en œuvre l'économie d'énergie et appliqueront le mandat du programme Priorité à la conservation de l'énergie du PELT.

Le rapport de l'OEO et de la SIERÉ indiquait que l'approche actuelle pour la planification et l'approvisionnement comprend un Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) et recommande un examen des mécanismes de

planification et d'approvisionnement, notamment : le rôle du PREI, la directive sur le profil d'approvisionnement et les liens qui existent entre les plans provinciaux, régionaux, municipaux ainsi que ceux des ELD. Ni le ministre de l'Énergie ni l'OEO n'ont répondu à la demande du CEO qui cherchait à savoir si cet examen du rôle du PREI et de la directive sur le profil d'approvisionnement par rapport à la planification et à l'approvisionnement a été entrepris. Les deux organisations ont cependant répondu que les plans régionaux allaient promouvoir le principe du programme Priorité à la conservation de l'énergie du PELT[97].

Le CEO empresse le ministère de l'Énergie de clarifier le rôle du PREI, d'expliquer comment l'économie d'énergie est intégrée entre les plans provinciaux et régionaux et de déterminer qui est responsable de quoi. Le CEO suggère que le gouvernement prenne les mesures suivantes afin d'opérationnaliser la *Priorité à la conservation de l'énergie* :

- Publier une directive sur le profil d'approvisionnement ou une modification législative afin de créer une exigence de priorité juridiquement contraignante pour la série d'options utilisées pour répondre à la demande d'électricité (p. ex., l'efficacité est l'option favorite, suivie de la production d'énergie renouvelable, puis de la production d'énergie propre décentralisée, etc.).
- Donner une directive à l'OEO sur la mise en œuvre du programme Priorité à la conservation de l'énergie dans le processus d'IRRP du rapport sur les résultats de l'évaluation de la portée (Scoping Assessment Outcome Report).
- Publier une série de protocoles afin de guider les organismes lorsque les préférences du comité consultatif local entrent en conflit avec les autres options de planification.

Les liens entre la planification régionale et celle des distributeurs sont-ils suffisants pour protéger l'économie d'énergie?

Bien que le cadre du programme Priorité à la conservation de l'énergie soit toujours à l'étape du développement et que l'intégration de l'économie dans les plans régionaux continue d'évoluer, le lien entre les plans régionaux et les plans d'économie des ELD sur le plan local est plus évident. De plus, le CEO voit une tendance vers l'intégration de l'économie dans les plans régionaux par le truchement de plans de gestion de la demande et de l'économie (GDE) par le distributeur. Ce sont de bonnes raisons d'adopter un optimisme prudent.

Les ELD devront faire des prévisions sur la demande de pointe locale et sur la contribution à l'efficacité énergétique; les économies d'électricité prévues peuvent orienter les plans régionaux. Les ELD sont également tenues d'élaborer des plans de gestion de la demande et de l'économie (GDE) dans le cadre du programme Priorité à la conservation de l'énergie 2015-2020 (voir la section 2.4). L'OEO a élaboré une trousse d'outils sur la réglementation, les lignes directrices et les ressources pour mettre en œuvre le Cadre, notamment sur la façon d'intégrer l'économie d'énergie dans les plans régionaux. Les outils régionaux, soit l'efficacité énergétique, la réponse à la demande et les calculs sur le potentiel atteignable, sont à la disposition des ELD pour la conception des programmes qui font partie de leurs plans sur la GDE, ce qui devrait aider à les faire concorder avec les processus d'IRRP.

Certaines des conditions du Cadre du programme Priorité à la conservation de l'énergie permettent aux ELD de mieux déployer l'économie d'énergie dans la planification régionale et de tirer avantage des dispositions prévues dans le cadre afin d'élargir sa portée sur de multiples ELD. Par exemple, la section 2.3 de la directive du ministre de l'Énergie à l'OEO sur le cadre du programme Priorité à la conservation de l'énergie encourage les distributeurs à regrouper leurs cibles individuelles d'économie d'énergie et de coopérer afin d'élaborer des plans régionaux sur la GDE en vue d'atteindre les cibles régionales. De plus, les délais d'approbation sont plus courts pour les plans communs sur la GDE, et un fonds de collaboration de l'OEO appuie le travail d'équipe des ELD en matière de plans communs sur la GDE. Ceux-ci aident à mettre l'économie d'énergie sur un pied d'égalité avec les solutions liées à l'offre dans une région donnée, peut-être même au point où elle pourrait correspondre aux coûts évités et remplacer un projet d'infrastructure d'approvisionnement régionale majeur.

Le CEO croit que fournir des mesures incitatives vigoureuses aux ELD afin qu'elles pratiquent l'économie d'énergie pour des raisons spécifiques de planification régionale permettrait d'accorder une plus grande part à l'économie d'énergie dans les plans régionaux. Les incitatifs pour orienter les programmes dans des zones géographiques spécifiques ou durant les heures de demande de pointe sont un exemple. Il pourrait s'avérer nécessaire de se concentrer sur les économies régionales dans la demande pointe puisque les cibles d'économie pour les ELD contenues dans la directive du ministre de l'Énergie sur le cadre du programme Priorité à la conservation de l'énergie sont des cibles énergétiques (kilowattheure) et que les ELD n'ont pas de cibles sur la demande de pointe (kilowatts), ce qui fait qu'elles ont peu de raisons de pratiquer les programmes résidentiels de réponse à la demande tels que *peaksaver* PLUS[98]. La section 3.5 (iv) de la directive encourage l'OEO à favoriser les mesures de GDE qui tiennent compte de la valeur pour le réseau, notamment les réductions durant les périodes de pointe. Le CEO suggère que le mécanisme de mesures incitatives de rendement dans la directive du ministre (section 1.6) soit modifié pour parvenir à de tels résultats.

Le succès de l'intégration de la planification régionale de l'électricité dans les autres plans locaux (p. ex., les plans municipaux et les plans énergétiques collectifs) dépend de la mise en œuvre des recommandations contenues dans le rapport conjoint de l'OEO et de la SIERÉ par le gouvernement, notamment : intégrer les décisions sur l'énergie aux plans officiels municipaux et renforcer la Déclaration de principes provinciale, les plans provinciaux et la réglementation.

Autres méthodes pour renforcer les consultations

L'utilité de rajeunir la *Loi sur les évaluations environnementales*

Le processus de planification régionale est incontestablement complexe. Même si les options de planification sont simples (économiser l'électricité, construire des centrales d'énergie ou ajouter des lignes de transport[99]), il est difficile de se retrouver dans le processus à cause de tous les éléments qui le composent. La complexité découle de la prolifération des processus de planification (figure 9) et de la difficulté de parvenir à un consensus entre les multiples groupes qui ont des opinions divergentes sur de nombreuses questions (p. ex., les répercussions de l'infrastructure sur l'environnement, la santé, la valeur des propriétés et les factures d'électricité). Compte tenu de la complexité de ce processus de planification, le processus de planification régionale intégrée des ressources (IRRP) n'est peut-être pas la solution aux problèmes qui affligent la planification de l'électricité, mais plutôt un autre des symptômes du problème.

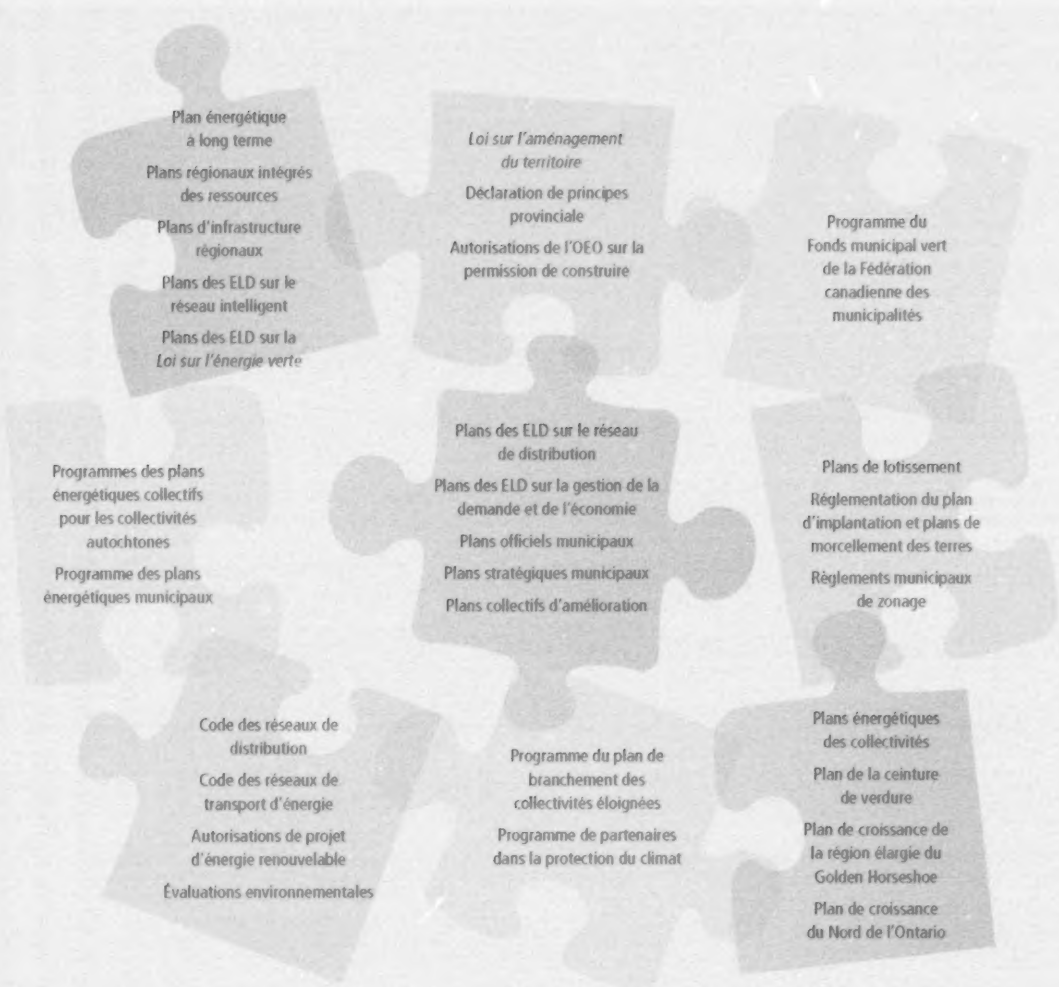


Figure 9 : Le processus complexe de planification de l'Ontario

Bleu – plans et processus de planification utilisés en Ontario aux échelles provinciale et municipale.

Orange – autorisations requises et codes et normes sur la réglementation ayant une incidence sur la planification aux échelles provinciale et municipale.

Vert – aide offerte pour le financement des programmes de planification en Ontario.

Le processus d'IRRP ne favorise pas la responsabilité parce qu'il n'y a aucune exigence législative (c.-à-d., réglementaire) sur le type et la portée des consultations requises (contrairement à celles du processus de planification régionale intégrée des ressources, de la *Loi sur les évaluations environnementales* ou de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario).* Effectivement, l'OEO peut décider du niveau de consultation approprié, bien que cela puisse être appelé à changer à mesure que le gouvernement met en œuvre les recommandations du rapport conjoint de l'OEO et de la SIERÉ. La planification de l'électricité n'est plus un exercice d'ingénierie restreint qui se contente de déterminer les besoins d'infrastructure et de classer les options selon leur coût et leur fiabilité, habituellement sans avoir consulté la population. Il reste à savoir si le processus d'IRRP de l'Ontario est suffisamment transparent pour permettre un débat ouvert sérieux sur ces questions.

Le CEO laisse entendre que le gouvernement a réinventé la roue et créé un autre processus alors qu'un processus existant, comme une évaluation environnementale (ÉE), aurait pu en faire autant. Le CEO croit que le gouvernement devrait saisir l'occasion qui se présente dans la planification de l'infrastructure d'électricité afin de revoir le rôle de la *Loi sur les évaluations environnementales (LÉE).* Comme le souligne le rapport conjoint

de l'OEO et de la SIERÉ, si des ÉE individuelles complètes étaient requises pour toutes les grandes centrales d'électricité (comme le voulait à l'origine la *Loi*), les promoteurs devraient examiner la nécessité du projet et envisager des solutions de rechange afin de répondre aux besoins en électricité régionaux, ainsi que des mesures d'atténuation. Ceci entraînerait également une consultation publique approfondie et tournerait l'attention sur le choix de l'emplacement, les autorisations et les permis[100].

Du point de vue du CEO, dans un modèle approprié, les ÉE sont imbriquées dans les mécanismes d'approbation du Plan pour le réseau d'électricité intégré, du processus de planification régionale intégrée des ressources et du processus LRP. Le PREI ferait l'objet d'une ÉE individuelle complète, et davantage d'évaluations environnementales à portée définie seraient utilisées dans les processus d'IRRP et LRP pour les choix de l'emplacement des projets d'infrastructure importants.

Comme l'a déjà fait valoir le CEO, une évaluation de la *LÉE* s'impose[101]. Une telle évaluation devrait réaffirmer le but visé à l'origine par la *Loi,* qui était de fournir un cadre pour un processus de planification transparent qui tient compte des raisons (c.-à-d., des besoins) pour construire des infrastructures tout en permettant au public de donner son avis, ce qui correspond précisément aux objectifs de la directive de mai 2013 du ministre de l'Énergie qui a lancé l'évaluation de la planification régionale.

Une évaluation de la *LÉE* permettrait d'examiner les lacunes fondamentales en ce qui concerne les autorisations de projets d'électricité. Par exemple, le Règl. de l'Ont. 276/06 exempte le PREI de devoir être soumis à une évaluation environnementale en vertu de la *LÉE.* Une évaluation de la Loi permettrait aussi aux Ontariens de réexaminer certains aspects, tels que le pouvoir discrétionnaire dont dispose le ministre de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique pour déterminer la portée du cadre de référence (c.-à-d., le plan de travail de ce qui sera à l'étude dans l'ÉE) et exclure certaines questions (comme les besoins et les solutions de rechange), ainsi que la pertinence du processus d'examen simplifié décrit dans le Règl. de l'Ont. 116/01. Il y aurait lieu d'examiner si au final, ces aspects des autorisations environnementales actuelles aident ou nuisent à l'acceptation publique et à la prise de décisions éclairées sur le choix des emplacements.

2.6 LE NOUVEAU PIPELINE DE LA RGT : AURAIT-ON PU L'ÉVITER GRÂCE À L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE?

2.6.1 INTRODUCTION

Les pipelines en tout genre ont dominé les nouvelles en 2013. En Ontario, on a proposé deux projets de pipeline d'envergure, soit l'inversion de l'écoulement de la ligne 9 d'Enbridge Inc. et le projet d'oléoduc Énergie Est de TransCanada. À l'échelle nationale, on a poursuivi les débats sur les projets de pipelines de Keystone XL et de Northern Gateway. Une proposition de deux entreprises majeures de distribution de gaz naturel (Enbridge Gas Distribution et Union Gas) en Ontario est passée inaperçue et indiquait qu'elles investiraient ensemble plus d'un milliard de dollars dans l'infrastructure d'un nouveau pipeline de gaz naturel (Greater Toronto Area-Parkway). Il s'agit de l'investissement en immobilisation le plus grand dans l'histoire de ces deux entreprises. La Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) a passé en revue la proposition et elle l'a approuvé finalement en janvier 2014, ce qui signifie que les clients d'Union et d'Enbridge paieront au bout du compte la facture du projet. Si le projet se révèle un succès et améliore l'accès aux sources de gaz naturel à prix inférieur, alors les coûts en infrastructure pourraient être absorbés, mais rien ne le garantit.

Pendant l'audience de la CENO, des opposants ont soutenu que certains éléments du projet de pipeline auraient pu être évités si on avait mis davantage l'accent sur une économie ciblée de gaz naturel dans la région du Grand Toronto (RGT). Même si cet argument n'a pas donné le résultat voulu dans ce cas, il aura des conséquences sur les prochaines propositions d'infrastructure. L'audience du pipeline a mené la CENO à examiner de nouveau le rôle que les programmes d'économie de gaz naturel peuvent et devraient jouer à titre de mesures de rechange possibles à la construction d'infrastructure.

Le litige sur le projet de pipeline de la RGT est l'occasion d'examiner la façon dont les entreprises tiennent compte de l'économie d'énergie lorsqu'elles demandent la permission de la CENO pour construire un pipeline et les infrastructures connexes. Les preuves suggèrent que la planification de l'offre et de la demande continue d'exister comme deux solitudes. Le secteur du gaz naturel en Ontario fait peu de planification vraiment intégrée des ressources. Dans cette section, le CEO suggère certaines solutions pour pallier cette méthode de ségrégation.

2.6.2 LE PIPELINE DE LA RGT

Enbridge et Union ont travaillé ensemble pour rédiger la complexe proposition d'infrastructure. Les deux distributeurs proposaient d'investir des sommes qui permettraient de transporter davantage de gaz naturel vers l'est à partir des réservoirs de Dawn d'Union Gas près de Sarnia dans le Sud-ouest de l'Ontario. Cette mesure permettrait aux clients d'Union et à ceux d'Enbridge d'avoir un meilleur accès au gaz naturel issus des dépôts de gaz de schiste de coût inférieur de l'est des États-Unis récoltés ces dernières années au moyen de la fracturation hydraulique[102].

Il a été estimé que la partie d'Union Gas pour le projet coûterait 423 millions de dollars pour construire deux installations de compression de gaz naturel à Milton et un nouveau pipeline entre Cambridge et Hamilton d'une longueur d'environ 14 kilomètres (km).

Il a été estimé que la partie d'Enbridge pour le projet (« le pipeline de la RGT ») coûterait 686,5 millions de dollars et toucherait deux segments du pipeline. Dans le cas du segment A, il faudrait construire 27 km de nouveau pipeline de 42 pouces de diamètre de Milton jusqu'à l'autoroute 427/407, en longeant le corridor de la 407, qui se raccorderait aux réseaux de pipelines d'Union et de TransCanada. Le segment B, au coût approximatif de 302 millions de dollars, se constituerait de 23 km de nouveau pipeline de 36 pouces de diamètre qui passerait par Vaughan, Toronto, Markham et Richmond Hill.

Le segment B, surtout la portion nord-sud, a fait l'objet de controverses particulières, car elle n'est pas directement nécessaire pour améliorer l'accès aux sources d'approvisionnement en gaz naturel à prix inférieur pour les clients d'Enbridge. Au lieu, le segment B augmente la capacité d'Enbridge à transporter du gaz d'un lieu à un autre à l'intérieur de son réseau interne de distribution. La principale justification pour la portion nord-sud est d'augmenter le taux maximal auquel le gaz naturel pourrait être livré aux clients de Toronto. Pour cette

composante du pipeline de la RGT, l'économie d'énergie constitue alors une possible solution de rechange aux investissements en infrastructure.

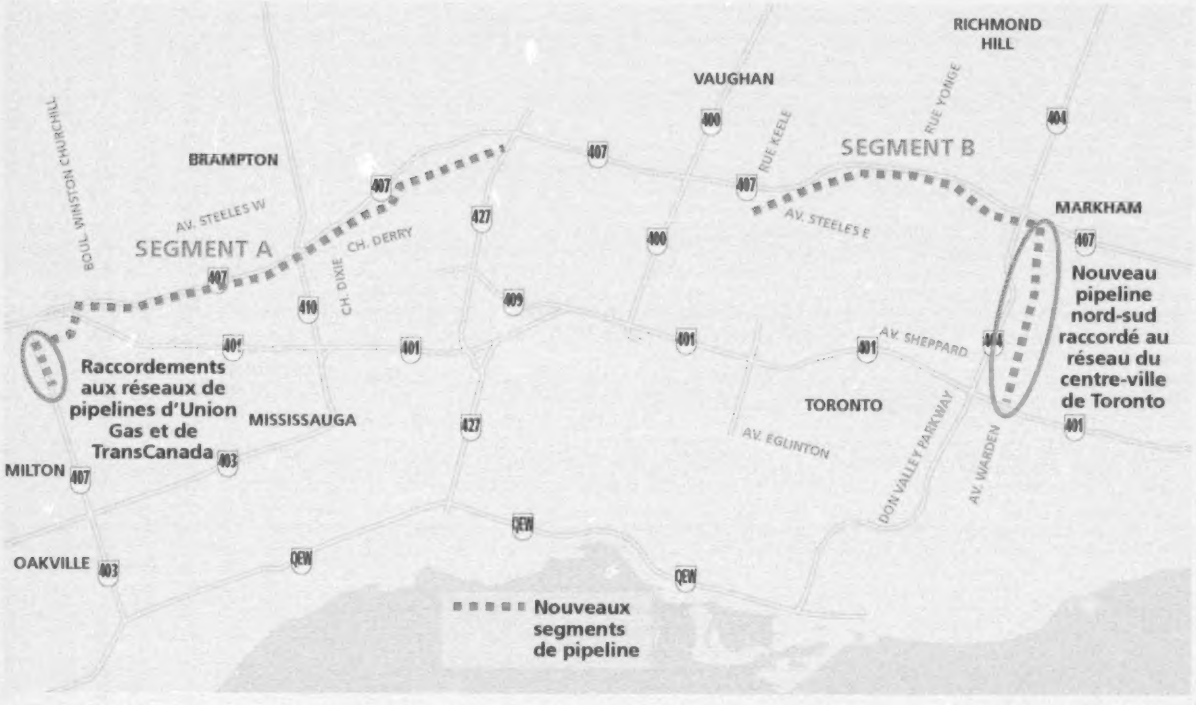


Figure 10 : Le projet de pipeline de la RGT

Source : Enbridge Gas Distribution.

La justification d'Enbridge pour le segment B

L'approvisionnement en gaz naturel pour la majorité de la ville de Toronto, y compris pour le centre-ville, dépend lourdement d'un pipeline nord-sud de 30 pouces de diamètre parallèle à la promenade Don Valley. Il existe une limite à laquelle le taux de gaz naturel peut s'écouler dans un pipeline jusqu'aux clients. Ce sont la taille du tuyau et le besoin de maintenir la pression du pipeline à l'intérieur des paramètres sécuritaires de fonctionnement qui déterminent principalement la limite. Selon Enbridge, le pipeline actuel près de Don Valley flirte avec la limite, et il faudrait construire un nouveau pipeline[103].

Enbridge explique que le segment B est nécessaire pour suffire à une demande de pointe supérieure en gaz naturel, soutenue par la croissance de la clientèle, particulièrement en raison des nouvelles constructions érigées dans le centre-ville de Toronto. Enbridge a ajouté environ 150 000 clients entre 2004 et 2014 et elle s'attend à accueillir 150 000 nouveaux clients entre 2015 et 2024. Enbridge soutient que la croissance exige que le segment B du pipeline de la RGT soit construit dès que possible, sinon elle ne pourra pas maintenir les conditions d'exploitation requises pour offrir un service fiable dans le centre-ville de Toronto pendant la saison de chauffage de 2015-2016[104].

Le réseau de distribution de gaz naturel est construit pour répondre à la demande maximale (de pointe) des clients qui a lieu habituellement les jours les plus froids de l'hiver. Enbridge remarque que la demande de pointe quotidienne dans le secteur du projet de pipeline de la RGT a suivi une croissance en moyenne de 1,5 % par année depuis 1999 et il est prévu qu'elle continuera de croître. Quant à la quantité totale de gaz naturel que consomment tous les clients d'Enbridge par année dans ce secteur, elle est demeurée relativement stable au cours des dix dernières années. La stagnation est attribuable en grande partie aux efforts d'économie d'énergie, puisque la consommation d'énergie réduite par client fait un contrepoids à la grande augmentation du nombre de clients.

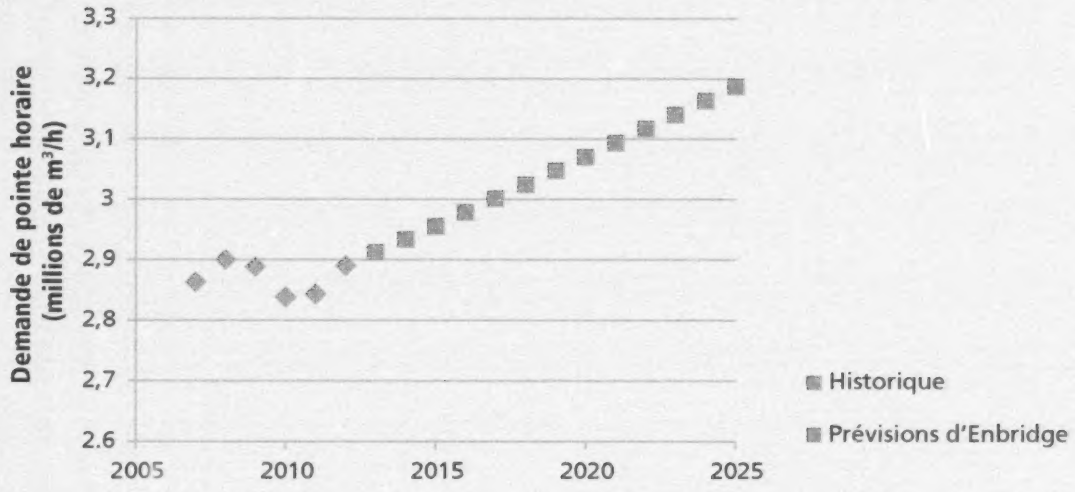


Figure 11 : Demande de pointe en gaz naturel pour le secteur du projet du pipeline de la RGT

Source : Enbridge Gas Distribution.

La clientèle diversifiée de la RGT est responsable des tendances divergentes dans la demande de pointe et la consommation totale de gaz naturel. Il y a dix ans, la part la plus grande de l'utilisation du réseau revenait aux clients résidentiels. Ces clients consomment principalement du gaz naturel pour chauffer les locaux. Par conséquent, les habitudes de consommation de gaz sont très étroitement liées au temps qu'il fait; la consommation atteint des sommets pendant les journées froides d'hiver. Les clients industriels (dont la consommation d'énergie est davantage stable et moins liée aux conditions météorologiques externes) forment une petite portion de la clientèle à ce jour. Dans la RGT, la quantité de gaz naturel consommée les jours de pointe est environ trois fois supérieure à celle requise les jours dits « moyens ».

Au-delà de la préoccupation immédiate de répondre à une demande de pointe croissante, Enbridge suggère aussi que le segment B apporterait d'autres avantages. Il augmenterait la fiabilité du réseau en diminuant la dépendance sur un seul pipeline majeur qui alimente le centre-ville. L'ajout d'un deuxième pipeline permettrait aussi à Enbridge de diminuer la pression sur le pipeline existant, ce qui réduirait à la fois le risque qu'il se brise et les conséquences d'une telle catastrophe[105].

2.6.3 LA SOLUTION DE L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

Plusieurs groupes environnementaux ont pris part à l'audience et ils se sont opposés au projet de pipeline de la RGT d'Enbridge (particulièrement à la composante nord-sud du segment B)[106].

Ils ont soulevé des objections sur les points techniques à savoir si Enbridge avait exagéré le besoin de construire un nouveau pipeline. Ils ont remis en question les prévisions d'Enbridge sur la demande de pointe à venir. Les opposants au pipeline soutiennent que la méthodologie d'Enbridge pour prédire la demande de pointe est approximative et nébuleuse. En particulier, ils prétendent qu'Enbridge n'a pas adéquatement pris en compte la tendance qui vise à intensifier l'efficacité énergétique des édifices. Ils soulignent aussi que les conclusions tirées des tendances des données historiques s'appuient très lourdement sur le choix de l'année comme point de départ. Si on change la date du début de l'analyse, les données historiques pourraient servir à soutenir que la demande de pointe, en réalité, stagnait et qu'elle ne s'élevait pas.

Les groupes étaient d'accord pour dire que la diminution de la pression d'exploitation dans le pipeline actuel près de Don Valley est souhaitable, mais ils ont précisé que des centaines de kilomètres de pipelines des réseaux d'Union et d'Enbridge sont exploitées à des pressions semblables et qu'il n'existe aucun risque particulier qui exige de diminuer la pression d'exploitation immédiatement dans ce pipeline.

Surtout, ces groupes soutiennent que la proposition d'Enbridge était essentiellement incompatible avec l'objectif du gouvernement de l'Ontario de réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre. De plus, ce n'est pas la méthode la moins chère pour répondre aux besoins énergétiques des clients. À ce titre, ils proposent qu'Enbridge mise sur ses efforts d'économie d'énergie qui permettraient d'éviter l'augmentation prévue dans la demande de pointe et de faire chuter au fil du temps la pression d'exploitation de la ligne actuelle au fil du temps. Ainsi, il ne serait pas nécessaire de faire de grands investissements dans le nouveau pipeline.

À l'audience, Enbridge a déposé un bref article sur les solutions de rechange au projet de pipeline de la RGT dont elle a tenu compte. Même si la gestion axée sur la demande (GAD) faisait partie de la liste des solutions de rechange, Enbridge l'a écartée en quelques pages. Elle soutenait principalement que les programmes d'économie d'énergie conçus pour réduire la consommation de gaz naturel ne diminuent pas nécessairement la demande de pointe[107]. Enbridge a présenté l'exemple des thermostats programmables qui pourraient activer de multiples appareils de chauffage à peu près en même temps dans la journée au moment où les occupants se réveillent. Pendant l'audience, cependant, Enbridge a admis que cet exemple était exceptionnel parce que la plupart des mesures d'économie d'énergie réduiront aussi la demande de pointe, même si la relation exacte entre les économies d'énergie et la réduction de la demande de pointe varie beaucoup en fonction de la mesure. Enbridge a aussi souligné qu'il ne fait pas activement le suivi des retombées de certaines mesures d'économie d'énergie sur la demande de pointe et qu'il ne les calcule pas non plus.

2.6.3.1 COMMENT MODIFIER LES PROGRAMMES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE POUR ÉVITER DE CONSTRUIRE UNE NOUVELLE INFRASTRUCTURE

Les programmes d'économie de gaz naturel peuvent aider les distributeurs à éviter de construire de nouvelles infrastructures. Une façon très évidente de stimuler l'efficacité des programmes d'économie d'énergie est d'en augmenter le budget. Cependant, il est possible d'ajuster les programmes d'économie d'énergie pour éviter d'investir dans de nouvelles infrastructures, et ce même si le budget demeure le même; voici comment :

- Les programmes d'économie d'énergie pourraient être dirigés vers des secteurs géographiques précis où les investissements dans l'infrastructure seraient autrement nécessaires. Dans ces secteurs, il serait possible d'offrir aux clients des programmes d'économie d'énergie uniques ou de meilleures mesures incitatives.
- Les programmes d'économie d'énergie pourraient porter sur les actions qui produisent d'énormes économies dans la demande de pointe ainsi que dans la consommation totale de gaz naturel. Par exemple, une mesure qui diminue la consommation d'énergie pour chauffer les locaux l'hiver serait bien plus précieuse qu'une mesure qui diminue la consommation d'énergie pour chauffer les procédés industriels.
- Les outils d'établissement de prix pourraient réduire la demande de pointe. Par exemple, Enbridge pourrait facturer aux clients des taux de service plus bas en été qu'en hiver ou encourager les clients à souscrire aux tarifs du service susceptible d'être interrompu. Ces derniers affichent un prix moins élevé que celui du service normal. En échange, le client accepte que son service soit interrompu temporairement lorsque les conditions sont particulièrement difficiles (environ 3 % de la charge dans la région du projet de pipeline dans la RGT souscrit déjà à un contrat de service susceptible d'être interrompu). Ces outils de réduction de la demande de pointe en gaz naturel ressemblent à la tarification en fonction du moment et aux programmes de réponse à la demande du secteur de l'électricité; ce sont des éléments majeurs de l'économie d'électricité en Ontario (voir la section 2.7)

De toute évidence, une concentration presque exclusive pour éviter d'investir dans l'infrastructure peut vouloir dire que les programmes d'économie de gaz naturel n'atteignent pas aussi efficacement que prévu d'autres buts, comme la réduction des émissions de GES ou la diminution de la facture d'énergie pour les clients vulnérables.

2.6.4 APPROBATION DU PIPELINE

Ontario Energy Board / Commission de l'énergie de l'Ontario

Ontario

EB-2012-0433
IN THE MATTER OF AN APPLICATION BY
UNION GAS LIMITED
LEAVE TO CONSTRUCT THE PARKWAY WEST PROJECT

EB-2013-0074
IN THE MATTER OF AN APPLICATION BY
UNION GAS LIMITED
LEAVE TO CONSTRUCT THE BRANTFORD/KIRKWALL/PARKWAY D PROJECT

EB-2012-0451
IN THE MATTER OF AN APPLICATION BY
ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.
LEAVE TO CONSTRUCT THE GTA PROJECT

DECISION AND ORDER

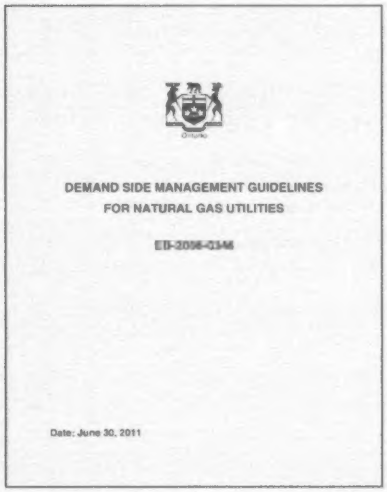
JANUARY 30, 2014

En janvier 2014, à la suite d'une longue audience, la CENO a accordé la permission à Union et Enbridge de construire toutes les portions du projet proposé, y compris le segment B du pipeline de la RGT d'Enbridge[108]. On s'attend à ce que la construction soit terminée en octobre 2015.

La CENO n'était pas complètement indifférente à l'option de l'économie d'énergie comme solution de rechange et elle a précisé qu'elle accepte que des programmes ciblés de GAD et des options sur l'établissement des tarifs puissent, dans certaines circonstances, diminuer le besoin de construire le segment B[109]. Cependant, la CENO a aussi souligné des incertitudes à la fois quant à la capacité de restructurer et de bonifier rapidement les programmes d'économie d'énergie pour qu'ils annulent le besoin de construire le pipeline et quant au coût des programmes. La CENO a également indiqué une autre lacune d'information, c'est-à-dire qu'Enbridge est incapable de quantifier les économies annuelles de gaz naturel issues des programmes qui se traduisent en économies dans la demande de pointe. Ces incertitudes ont mené la CENO à en conclure qu'il était préférable de miser sur la méthode fondée sur l'offre qui découle du pipeline de la RGT.

Même si la CENO a approuvé le pipeline de la RGT, elle a énoncé clairement ses inquiétudes au sujet du *statu quo* en disant qu'elle s'attend à l'avenir à ce que les responsables d'une demande remettent aussi une étude rigoureuse des options liées à la demande, y compris les options sur les tarifs, dans toutes les demandes de permission de construire un pipeline de gaz naturel[110]. La CENO a précisé également que, à un certain moment dans le futur, elle se penchera sur la planification intégrée des ressources (la comparaison des solutions axées sur l'offre et la demande pour diminuer le besoin d'infrastructure) pour les distributeurs de gaz naturel. La CENO souligne que certains des enjeux que le pipeline de la RGT a soulevés à l'audience pourraient être évalués à ce moment[111]. Les sections 2.6.5 et 2.6.6 qui suivent traitent des politiques en vigueur et à venir et du cadre réglementaire qui régit la planification des réseaux de gaz naturel en Ontario.

2.6.5 AUCUNE PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES À CE JOUR


Ontario

DEMAND SIDE MANAGEMENT GUIDELINES
FOR NATURAL GAS UTILITIES

EB-2008-0346

Date: June 30, 2011

Les distributeurs de gaz naturel de l'Ontario veillent à ce que leurs clients aient accès à la fois à un approvisionnement fiable et aux programmes d'économie de gaz naturel. Cependant, ces activités font partie de mondes différents. Il est quand même ironique de savoir que la CENO s'est penchée pour la première fois il y a 20 ans sur la planification intégrée des ressources pour les distributeurs de gaz naturel et qu'en réalité les programmes d'économie d'énergie que nous connaissons aujourd'hui tirent leurs origines directement de cette audience[112]. Toutefois, à ce moment, la CENO n'a jamais donné suite à ses plans d'intégrer la planification de l'offre et de la demande.

De nos jours, en ce qui a trait à la planification de l'offre, les distributeurs doivent évaluer si les agrandissements du réseau seraient apportés généralement dans l'intérêt économique des clients actuels. Cependant, ces évaluations comparent les répercussions économiques d'un projet au *statu quo*. Elles n'ont pas pour but de fournir une comparaison économique à d'autres options telles que l'économie d'énergie.

En ce qui a trait à l'économie de l'énergie, les lignes directrices *(Demand Side Management Guidelines for Natural Gaz Utilities)* de la CENO définissent le cadre politique des programmes d'économie de gaz naturel. Selon les lignes directrices en vigueur, l'objectif principal des programmes d'économie d'énergie consiste

à maximiser la quantité totale des économies rentables de gaz naturel et non de compenser directement l'infrastructure de l'offre. Comme il est précisé dans la section 2.6.3.1, il faudrait créer une série de programmes modifiés d'économie d'énergie pour atteindre ce dernier objectif qui porteraient par exemple sur des secteurs géographiques définis où la capacité est limitée ou sur d'autres mesures comme la diminution de la demande de pointe (c.-à-d., la réduction de la consommation de gaz les jours et les nuits de froid hivernal).

L'intégration de l'offre et de l'économie d'énergie dans la planification du réseau est bien plus avancée dans le secteur de l'électricité de l'Ontario. Depuis de nombreuses années, le principal élément moteur sous-jacent aux programmes d'économie d'électricité est leur capacité à réduire la demande de pointe. Cette mesure permet d'éviter d'investir dans l'infrastructure (dans la construction principalement de nouvelles centrales d'électricité, mais aussi dans celle des lignes de transport et de distribution) qui autrement serait nécessaire pour répondre à la demande de pointe. Par conséquent, toutes les moutures des plans du réseau d'électricité au cours de la dernière décennie s'appuient sur le rôle que l'infrastructure de l'offre et l'économie jouent toutes les deux pour suffire aux besoins des clients en électricité (voir les sections 2.3 et 2.5). Il s'agit du concept de la planification intégrée des ressources.

L'élaboration de la part d'Enbridge de la proposition sur le projet de pipeline de la RGT et l'approbation de la CENO reflètent le manque d'exigences juridiques en matière de planification intégrée des ressources dans le secteur du gaz naturel. La CENO a qualifié d'expéditive l'étude d'Enbridge sur l'économie d'énergie comme solution de rechange à la construction d'un pipeline et elle a dit qu'il était évident qu'aucun membre du personnel qui s'y connaissait en GAD n'avait participé aux réunions pertinentes sur la planification intégrée[113]. Enbridge a elle-même reconnu qu'elle n'a pas fait de planification intégrée des ressources et elle a soutenu qu'on ne pouvait pas s'attendre à ce qu'elle le fasse. Enbridge a ajouté que la capacité du pipeline est bien réelle, tandis que la dépendance sur la GAD pour dégager la capacité requise en réduisant la demande de pointe n'est que pure spéculation[114].

La planification intégrée des ressources dans d'autres régions

Bien que ce ne soit pas la norme partout, certaines autres régions ont demandé aux distributeurs d'effectuer une planification intégrée des ressources.

Par exemple, un cadre juridique soutient la planification intégrée des ressources. En effet, une loi de la Colombie-Britannique, l'*Utilities Commission Act,* exige que les distributeurs de gaz naturel et d'électricité déposent des plans intégrés des ressources à long terme. Les distributeurs de la Colombie-Britannique doivent estimer la façon dont ils s'attendent à ce que la demande en énergie évolue au cours de la période de planification et la manière dont l'économie d'énergie peut avoir une incidence sur les prévisions de la demande. Le plus pertinent dans l'audience du pipeline de la RGT est que les plans des distributeurs de la Colombie-Britannique doivent d'une part décrire les nouvelles installations qu'ils prévoient construire pour répondre à la demande des clients et d'autre part justifier la raison pour laquelle il est impossible de répondre à la demande au moyen des mesures d'économie d'énergie[115].

Même si la planification intégrée des ressources commence dans certaines régions, sa capacité à produire des résultats concrets au moyen de l'économie d'énergie n'a pas été testée. Au cours de l'audience sur le pipeline de la RGT, les groupes qui suggéraient que les économies d'énergie pourraient servir de solutions de rechange étaient incapables de donner un exemple d'ailleurs où un distributeur s'était précisément appuyé sur des programmes géociblés d'économie d'énergie pour réussir à éviter d'investir dans l'infrastructure d'approvisionnement.

Cette mise en garde ne signifie pas que la planification intégrée des ressources est une mauvaise idée. Au contraire, l'expérience dans le secteur de l'électricité montre qu'elle peut être très utile. Toutefois, les distributeurs et les services de réglementation passeront tous deux par une courbe d'apprentissage au fur et à mesure qu'ils découvrent la méthode de planification intégrée. Il faudra qu'ils comprennent mieux les enjeux de la précision des prévisions de la demande et la capacité des programmes d'économie d'énergie à réduire la demande de pointe en gaz naturel et qu'ils s'y attardent dans les démarches réglementaires.

2.6.6 DEMAIN, LA PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES?

Ontario Energy Board

EB-2014-0134

Draft Report of the Board

Demand Side Management Framework for Natural Gas Distributors

September 15, 2014

En mars 2014, le ministre de l'Énergie a ordonné à la CENO de créer un nouveau cadre de GAD qui orientera Enbridge et Union dans l'élaboration de programmes d'économie de gaz naturel qu'ils offriront de 2015 à 2020. La directive comprend une instruction spécifique pour examiner la planification intégrée des ressources. Il est écrit que, d'ici le 1er janvier 2015, la Commission étudiera et prendra les mesures qu'elle juge adéquates pour mettre en œuvre la politique du gouvernement, laquelle vise à mettre l'économie d'énergie au premier plan dans les processus de planification de l'infrastructure des distributeurs et des distributeurs de gaz naturel aux échelles régionale et locale, dans la mesure où elles sont rentables et soutiennent un niveau adéquat de fiabilité[116].

En décembre 2014, le nouveau cadre n'était toujours pas terminé, mais la CENO a publié l'ébauche d'un cadre aux fins de commentaires du public en septembre 2014[117]. Certaines propositions dans l'ébauche du cadre répondent aux enjeux soulevés au cours de l'audience sur le projet de pipeline de la RGT.

La nouvelle ébauche du cadre de la GAD de 2015 à 2020 précise que l'un des objectifs principaux des programmes d'économie de gaz naturel devrait être d'éviter les coûts associés aux prochains investissements dans l'infrastructure de gaz naturel et d'améliorer le facteur de charge des réseaux de gaz naturel[118]. Dans la même veine, l'un des principes directeurs du nouveau cadre consiste à veiller à ce que la GAD soit prise en compte dans la planification de l'infrastructure des distributeurs de gaz naturel aux échelles régionale et locale[119], y compris la possibilité d'éviter les investissements en infrastructure, voire de les remettre à une date ultérieure, grâce à des efforts d'économie d'énergie géographiquement ciblés.

L'ébauche du cadre de la GAD propose qu'Enbridge et Union mènent tous deux une étude au cours des prochaines années afin de déterminer le rôle de la GAD au service de l'imminente planification des réseaux et que toutes les prochaines demandes de permission de construire comportent une preuve sur la façon dont on a tenu compte de la GAD. Par prudence, l'ébauche du cadre souligne également que, contrairement au secteur de l'électricité, seule une portion de l'infrastructure des réseaux de gaz naturel se trouve en Ontario (puisque le gaz naturel en soi est habituellement produit à l'extérieur de la province et il y est acheminé), alors l'économie d'énergie pourrait ne pas jouer un rôle aussi important que dans le secteur de l'électricité dans la réduction des coûts de l'infrastructure pour les consommateurs de gaz naturel en Ontario.

Commentaires du CEO

Le CEO n'est pas nécessairement convaincu qu'on aurait pu éviter de construire le segment B du pipeline de la RGT, mais il est convaincu par les arguments voulant qu'on n'ait jamais donné une juste chance à l'économie d'énergie à titre de solution de rechange.

Les preuves présentées à l'audience de la CENO montrent que la preuve sur la croissance de la demande de pointe en gaz naturel dans la RGT est faible et que la méthodologie d'Enbridge pour prévoir la demande de pointe à venir se faisait assez simplette[120]. Par conséquent, le CEO ne trouve pas convaincant l'argument d'Enbridge selon lequel la portion nord-sud du pipeline de la RGT doit être construite immédiatement pour répondre à la demande imminente des consommateurs. Il est probable que de simples ajustements aux programmes d'économie d'énergie d'Enbridge, jumelés aux tendances naturelles d'amélioration de l'efficacité énergétique, auraient pu pallier les manques à gagner.

Cependant, il n'est pas clair pour le CEO de savoir si l'économie d'énergie aurait pu générer de grandes réductions dans la consommation de gaz naturel qui permettrait à Enbridge de diminuer la pression maximale du pipeline près de la promenade Don Valley ou d'offrir les avantages d'une meilleure fiabilité associée à l'ajout d'un deuxième pipeline. Ces avantages peuvent justifier le projet de pipeline de la RGT, mais Enbridge aurait dû fournir une évaluation exhaustive pour déterminer si ces motifs pris seuls justifiaient la construction de la portion nord-sud du pipeline.

Quelle incidence l'audience sur le pipeline de la RGT aura-t-elle sur les prochaines décisions sur les investissements en infrastructure? La directive du ministre remise à la CENO et les nouvelles lignes directrices sur l'ébauche du cadre de la GAD de la CENO pour les programmes d'économie de gaz naturel constituent des étapes ô combien nécessaires dans la bonne direction. Si elles sont entièrement mises en œuvre, le cadre de la GAD devrait faire en sorte que les distributeurs de gaz naturel choisissent la solution la moins coûteuse pour satisfaire les besoins en énergie des Ontariens. Il est malheureux que ces étapes aient été réalisées uniquement après que le pipeline de la RGT ait été approuvé, car il est invraisemblable qu'Enbridge ou Union lancent des projets d'infrastructure de cette ampleur dans un avenir rapproché.

Le CEO formule cinq suggestions et il encourage la CENO et les distributeurs de gaz naturel à en tenir compte au fil de la mise en œuvre du cadre de la GAD.

1. On devrait exiger des distributeurs qu'ils déclarent publiquement les projets d'infrastructure à venir aussi d'avance que possible afin que les solutions de rechange de la GAD soient évaluées correctement.

C'est une question de coordination. Lorsque l'entreprise Enbridge a remis à la CENO en décembre 2012 sa demande pour construire le pipeline de la RGT, elle proposait que le projet soit mis en service trois ans plus tard. Avec une date de dépôt aussi tardive, si on accepte les affirmations d'Enbridge sur le manque à gagner imminent voulant que l'infrastructure actuelle ne soit pas en mesure de répondre à la demande des clients, alors il aurait fallu déployer d'énormes efforts d'économie d'énergie pour avoir la chance de ne pas construire le pipeline. Pourtant, Enbridge sait très bien depuis 2002 que la croissance de la clientèle impose une pression accrue sur son pipeline d'approvisionnement pour le centre-ville de Toronto[121]. Si Enbridge (et d'autres intervenants concernés) s'était penché sur le rôle que l'économie d'énergie aurait pu jouer à ce moment, alors le résultat aurait peut-être été différent. L'exigence de dévoiler à l'avance les projets à venir pourrait éviter que le problème ne se produise encore.

Le CEO recommande que la Commission de l'énergie de l'Ontario exige des distributeurs de gaz naturel qu'ils déposent à l'avance un avis de projets d'infrastructure à venir et aux coûts importants et qu'ils évaluent les occasions d'économiser l'énergie afin de fournir une solution de rechange partielle, voire complète, aux projets envisagés.

2. La CENO devrait vérifier si les lignes directrices sur la prévision de la demande des distributeurs sont nécessaires.

Comme il est souligné dans la présente section, la précision de la prévision de la demande d'Enbridge a fait l'objet de nombreux débats à l'audience pour le pipeline de la RGT. Il a été difficile pour la CENO de déterminer si l'économie d'énergie constituait une solution viable, car il n'était pas clair de savoir de combien il fallait réduire la demande de pointe grâce aux efforts d'économie d'énergie. Il pourrait être intéressant pour la CENO de fournir une orientation aux distributeurs pour leur indiquer comment ils devraient calculer les prévisions de la demande, ce qui éliminerait le problème dans les audiences sur des projets précis.

3. La CENO devrait évaluer si les distributeurs devraient avoir accès à autant de mesures incitatives pour investir dans l'offre et dans la demande.

À l'heure actuelle, les distributeurs de gaz naturel peuvent tirer profit de la construction de nouvelles infrastructures (grâce à un rendement des capitaux propres que la CENO aura défini) ou de la prestation réussie des programmes d'économie d'énergie (au moyen de primes annuelles sur le rendement). Toutefois, les investissements du côté de l'offre proposent un rendement supérieur[122]. Ainsi, les distributeurs risquent de s'attarder davantage aux solutions de ce côté. La nouvelle ébauche du cadre de GAD n'évalue pas la manière dont ces mesures incitatives se comparent à celles du côté de l'offre, ni le degré auquel l'écart entre ces mesures incitatives risque d'influencer les choix des distributeurs[123]. Le CEO est d'avis qu'il s'agit d'un problème qui mérite qu'on s'y attarde. L'une des options viables pourrait être de définir une structure différente pour les mesures incitatives des programmes d'économie ciblés qui sont parvenus à éviter d'investir dans l'infrastructure.

4. Les distributeurs devraient évaluer la capacité de leurs différents programmes d'économie à réduire la demande de pointe.

Enbridge a soutenu qu'elle manquait d'information pour écarter la possibilité que l'économie d'énergie puisse éliminer le besoin de construire le pipeline de la RGT. Il faudrait combler cette lacune. Il s'agit d'un domaine où le secteur de l'électricité se trouve loin devant. L'Office de l'électricité de l'Ontario détermine des profils énergétiques de 8 760 heures pour les mesures d'économie d'électricité (p. ex., un profil par heure de l'année), ce qui lui permet de prédire les effets d'une mesure d'économie sur la réduction de la demande de pointe[124]. Le calcul d'estimations semblables pour les mesures d'économie de gaz naturel devrait être une tâche importante pour les distributeurs et leurs comités d'évaluation technique. Bien qu'il soit toujours souhaitable d'avoir des estimations précises, il ne faudrait pas laisser le mieux devenir l'ennemi du bien. Comme avec les estimations actuelles sur les économies annuelles d'énergie, il est possible de définir les estimations sur la réduction de la demande de pointe au moyen des meilleurs renseignements accessibles et de les préciser à mesure que les données sont recueillies.

5. La CENO ne devrait pas permettre aux distributeurs de dépenser sur des programmes d'économie conçus pour diminuer le besoin de construire de nouvelles infrastructures pour atrophier les dépenses dans les programmes traditionnels d'économie de gaz naturel conçus pour réduire la consommation générale de gaz naturel.

D'une part, le CEO est en faveur d'explorer la possibilité d'utiliser les programmes d'économie afin d'éviter d'investir dans l'infrastructure et, d'autre part, la prudence est de mise. Certains types d'actions du côté de la demande susceptibles de réduire les investissements dans l'infrastructure, en particulier ceux qui misent sur le transfert de la consommation à l'extérieur des heures de pointe, auraient peu d'incidence sur la réduction de la consommation totale de gaz naturel et sur les émissions de gaz à effet de serre[125]. Le dernier conseil du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) souligne que le besoin d'avoir des programmes traditionnels d'économie d'énergie axés sur ces objectifs est plus criant que jamais. Pourtant, l'ébauche des lignes directrices comporte le risque que chaque dollar dépensé dans les programmes d'économie d'énergie reliés aux infrastructures signifie que les autres types de programmes d'économie d'énergie ont accès à un dollar de moins. Il ne faudrait pas choisir entre l'une ou l'autre des options. Les efforts d'économie d'énergie pour réduire la demande de pointe, quand l'option est rentable, devraient s'ajouter à ceux pour diminuer la consommation générale de gaz naturel.

Le CEO recommande que la Commission de l'énergie de l'Ontario permette aux distributeurs de demander à ce que leur budget d'économie d'énergie soit augmenté s'ils peuvent prouver que ça leur permettrait d'éviter des coûts élevés en infrastructure dans le futur.

Le CEO souligne aussi que la préoccupation de la CENO au sujet de la répercussion sur le budget des programmes d'économie d'énergie est moins pertinente pour les programmes contre l'infrastructure qui répondent à cette exigence. Par définition, ces programmes procureraient des avantages (au moyen de coûts inférieurs en infrastructure) à tous les abonnés, non pas seulement aux consommateurs qui participent aux programmes d'économie d'énergie.

Si l'on s'attaque à ces cinq points, le CEO croit que la Commission de l'énergie de l'Ontario sera bien plus près de réaliser la directive du ministre de l'Énergie voulant que l'économie d'énergie soit placée en priorité dans la planification de l'infrastructure des distributeurs de gaz naturel.

2.7 PARTICIPATION DU CLIENT À L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

2.7.1 INTRODUCTION

L'économie d'énergie s'entend de l'utilisation prudente des ressources naturelles afin de prévenir les pertes ou le gaspillage. Par exemple, notre comportement quotidien joue un rôle important dans la réduction de notre consommation des ressources d'énergie. Ainsi, une moins grande quantité serait nécessaire si les gens utilisaient tout simplement moins d'énergie. Cette solution semble bien simple, mais inciter les gens à modifier leurs comportements n'est pas une mince affaire.

Pourquoi relever ce défi? Le réseau d'électricité de l'Ontario est conçu pour répondre à la demande de puissance la plus élevée. Cette dernière se produit à un moment précis dans l'année[126], habituellement par une journée chaude d'été en milieu d'après-midi où les climatiseurs fonctionnent à plein rendement. Les programmes d'économie d'énergie constituent une façon rentable de réduire, voire d'éliminer, le besoin de nouvelles infrastructures dont la mise en place est complexe, comme les centrales énergétiques, les lignes de transport ou les pipelines. Par conséquent, transformer les clients en partenaires actifs dans l'économie d'énergie – autrement dit, les faire participer au processus d'économie d'énergie – leur montre comment réduire et optimiser leur consommation énergétique. Cette participation pourrait aider à diminuer la nécessité de construire de nouvelles sources d'approvisionnement énergétique lorsque la demande de pointe augmente.

Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour favoriser la participation des clients. La principale méthode est celle de la *tarification* de l'électricité. La province de l'Ontario a établi des politiques de tarification de l'électricité visant à encourager les clients à réduire leur consommation d'électricité en général ou à la faire passer des périodes de pointe vers les périodes creuses. Du coup, le gouvernement et ses agences distribuent et font la promotion d'information conviviale sur le marché de l'électricité, les factures d'énergie et la valeur de l'économie d'énergie. Le but avoué de la planification énergétique à long terme de l'Ontario est de mettre l'économie d'énergie au premier plan.

La présente section examine les principales politiques de tarification de l'électricité pour les groupes de petits et de grands consommateurs d'électricité. Elle traite aussi de la façon dont le ministère de l'Énergie a amélioré l'accès des consommateurs à leurs propres données de consommation et a informé le public des avantages de consommer moins d'énergie. Contrairement aux autres programmes d'économie, ces campagnes d'information ne font pas la promotion de technologies éconergétiques bien précises; elles invitent plutôt les consommateurs à trouver leurs propres mesures visant à ajuster leurs habitudes de consommation d'électricité.

2.7.2 LE POUVOIR DE L'ARGENT : L'ÉCONOMIE PAR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

En vertu des politiques de tarification de l'Ontario, la quantité d'électricité qu'un consommateur utilise, ainsi que le moment auquel il l'utilise, influent sur le montant de la facture de ce dernier. Ils dictent aussi la façon dont on facturera l'utilisation du consommateur[127]. Les petits consommateurs, comme les ménages et les petites entreprises, profitent habituellement d'une tarification en fonction de l'heure de la consommation en vertu du régime de la grille tarifaire réglementée (GTR) établi par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO). Une méthode différente est utilisée pour facturer l'électricité des grands consommateurs comme les universités et les manufacturiers (voir la section 2.7.2.1, Tarification de l'électricité 101). D'autres discussions sur ces frais (et leur signification) figurent dans le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie (volume un)*[128].

2.7.2.1 TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ 101

Les grands consommateurs d'électricité paient l'électricité selon le prix de marché en temps réel (prix de marché en gros, aussi connu sous le nom de prix horaire de l'énergie en Ontario ou PHEO), lequel varie durant la journée et reflète le coût de la production électrique à un moment donné.

L'ajustement général tient compte des différences entre le prix de marché en gros et les tarifs payés par les producteurs contractuels et les producteurs réglementés, ainsi que des paiements des programmes d'économie d'énergie. Il s'agit de frais ou d'un crédit, selon les prix du marché. Les grands consommateurs constatent que leur ajustement général figure sur une ligne distincte de leur facture d'électricité. L'ajustement général est devenu un élément considérable sur les factures d'électricité, étant même supérieur au PHEO.

L'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI), lancée en janvier 2011, modifie dorénavant le calcul de l'ajustement général pour les très grands consommateurs d'électricité; elle constitue principalement une sorte de tarification en période de pointe intense. Cette mesure offre aux participants la possibilité de réaliser d'importantes économies grâce à des paiements moindres au titre de l'ajustement général s'ils réduisent leur consommation d'électricité lorsque la demande est très forte dans tout l'Ontario.

La CENO établit la tarification en fonction de l'heure de la consommation pour les plus petits consommateurs d'électricité. Contrairement à la situation des grands consommateurs, le montant des frais d'ajustement général des petits consommateurs est intégré dans la tarification en fonction de l'heure de la consommation et n'est pas indiqué sur une ligne distincte de leur facture[129]. Cette tarification est établie tous les six mois par la CENO, laquelle estime la quantité d'énergie qui sera utilisée par les clients du régime de la GTR et le coût approximatif de cette énergie. Les prix sont fondés sur ces estimations et sont ajustés pour tenir compte de toute différence entre les coûts estimés et les coûts réels pour le semestre précédent.

Les économies d'électricité en période de pointe réduisent les émissions de GES en Ontario puisque la production en période de pointe provient habituellement de centrales alimentées au gaz naturel. Par conséquent, la réduction de la demande de pointe est avantageuse pour contrer les changements climatiques.

Les politiques de tarification de l'Ontario offrent des occasions de favoriser diverses sortes d'économie d'énergie. Par exemple, l'écart de prix entre les périodes de tarification en fonction de l'heure de la consommation pour les petits consommateurs peut les encourager à *transférer* une partie de leur consommation d'électricité vers des périodes creuses. Dans le même ordre d'idées, la possibilité pour les grands consommateurs de profiter du prix de gros offre un incitatif à la *réduction* de la consommation lorsque l'énergie est plus chère. Et l'IEEMI créée récemment encourage les consommateurs à économiser davantage en réduisant ou en transférant leur consommation lors de périodes de pointe très élevée ou critique. La discussion qui suit traite des premières données disponibles concernant l'incidence de la tarification en fonction de l'heure de la consommation et de l'IEEMI de l'Ontario sur la consommation d'énergie.

2.7.3 TARIFICATION EN FONCTION DE L'HEURE DE LA CONSOMMATION (PETITS CONSOMMATEURS)

La tarification en fonction de l'heure de la consommation reflète la nature variable des coûts de production de l'électricité. En Ontario, cette politique de tarification établit trois périodes de tarification différentes (période de pointe, normale ou creuse) sur deux saisons différentes (de mai à octobre et de novembre à avril). La tarification en fonction de l'heure de la consommation a été introduite pour certains consommateurs admissibles en 2006, puis pour virtuellement tous les petits consommateurs de la province. Un peu plus de 4,5 millions des ménages et des petites entreprises de l'Ontario profitent actuellement de cette structure tarifaire, soit environ 96 %[130].

Quelques années après le déploiement de la tarification en fonction de l'heure de la consommation dans toute la province, la CENO a tenu une consultation publique sur sa méthodologie d'établissement de cette tarification. Un conseiller a préparé une analyse du régime de tarification en fonction de l'heure de la consommation de l'Ontario de l'époque, créant un portrait de la situation en 2010, soit lorsque le ratio période de pointe-période creuse était de 1,9 sur 1 et qu'environ 1,2 million de consommateurs bénéficiaient de cette tarification[131].

Le conseiller a remarqué que plusieurs caractéristiques de la conception de la tarification en fonction de l'heure de la consommation étaient cohérentes avec les meilleures pratiques de l'industrie, comme l'utilisation d'un tarif variant sur trois périodes, lesquelles sont différentes selon les saisons[132]. Cependant, il a également indiqué que le ratio des tarifs en période de pointe et en période creuse de l'Ontario différait considérablement des pratiques ayant cours dans d'autres régions. Le ratio du tarif moyen dans d'autres régions était bien plus grand, atteignant environ 4:1 (ratio moyen de 3,8:1). Le rapport du conseiller suggérait que l'Ontario pourrait envisager d'augmenter son ratio. Bien que ce soit une façon efficace d'amener les clients à transférer leur consommation vers des périodes creuses, la majorité des intervenants indiquaient qu'il était trop tôt pour apporter des changements à la structure de tarification en fonction de l'heure de la consommation sans avoir des données suffisantes et précises propres à l'Ontario sur lesquelles fonder les changements[133].

La CENO a conservé sa méthodologie d'établissement de la tarification. Il n'existe aucune politique précise qui guide la Commission dans l'établissement d'un ratio des tarifs en période de pointe et en période creuse. En fait, les différences de prix pour les périodes de pointe, normales ou creuses découlent automatiquement de la façon dont la Commission affecte les coûts d'exploitation du réseau d'électricité aux différentes périodes de tarification. Par exemple, les coûts de fonctionnement des programmes de réponse à la demande et les coûts d'exploitation des centrales alimentées au gaz naturel sont principalement recouvrés grâce au tarif de pointe puisque ce sont ces installations et ces programmes qui sont utilisés pour répondre à la demande de pointe. Ce lien de causalité avec les coûts a l'avantage d'être la façon la plus juste de recouvrer les coûts actuels auprès des clients; cela sacrifie toutefois la possibilité de préciser un tarif selon un ratio plus élevé, ce qui constituerait un incitatif plus fort pour réduire la demande de pointe et diminuer potentiellement les coûts pour tous les clients.

La Commission recommande qu'elle recueille et surveille les données afin d'obtenir des renseignements propres à l'Ontario pour des analyses futures[134]. Le personnel a également remarqué que des projets pilotes seraient utiles pour tester l'efficacité d'une option de tarification avant de faire tout changement important à la politique de tarification en fonction de l'heure de la consommation[135]. Il est clair qu'il est nécessaire de recueillir et d'analyser des renseignements propres à l'Ontario.

Selon les premières données ontariennes, la tarification en fonction de l'heure de la consommation réduit la demande de pointe

Peu après la consultation de 2010 de la CENO sur la tarification en fonction de l'heure de la consommation en Ontario, la CENO a commencé une étude visant à examiner l'incidence de ces tarifs en Ontario. Pour différentes raisons, l'OEO a aussi lancé sa propre étude, en partie pour que les ELD puissent se prévaloir d'économies d'énergie selon les tarifs en fonction de l'heure de la consommation par rapport à leurs cibles de gestion de l'économie et de la demande de 2014 (voir la section 3.3). Les premiers rapports sur ces études de la tarification en fonction de l'heure de la consommation ont été publiés en novembre et en décembre 2013. Bien qu'à des fins differentes, les données pluriannuelles ont été recueillies directement auprès des ELD dans les deux cas (voir le tableau 5).

En général, les deux études ont constaté une baisse, petite, mais observable, de la demande d'électricité de pointe au cours des mois d'été. Cela laisse entendre que les tarifs en fonction de l'heure de la consommation peuvent faire réduire efficacement la demande de pointe en Ontario, malgré le ratio relativement faible des tarifs d'électricité en période de pointe et en période creuse.

Tableau 5 : Sommaire des études sur la tarification en fonction de l'heure de la consommation de l'OEO et de la CENO en 2013

Agence	Office de l'électricité de l'Ontario	Commission de l'énergie de l'Ontario
Date de publication du rapport	Le 26 novembre 2013	Le 20 décembre 2013
Société-conseil	The Brattle Group	Navigant Consulting Ltd.
Objectif du rapport	Évaluer le changement de la consommation de l'électricité selon les périodes de tarification pour certains clients résidentiels et clients de la catégorie usage général (c.-à-d., ceux qui ont une demande de pointe inférieure à 50 kW); estimer les répercussions sur la période de pointe; estimer la réactivité aux prix[135].	Estimer l'incidence des tarifs historiques établis en fonction de l'heure de la consommation sur un échantillon de clients.
Taille de l'échantillon	Données recueillies auprès de quatre ELD, lesquelles représentent collectivement environ la moitié de la population provinciale. Des quelque 140 000 clients de l'échantillon, 105 000 étaient des clients résidentiels, le reste étant des clients de la catégorie usage général.	Des données recueillies auprès de 16 ELD ont été utilisées pour cette analyse. Des quelque 14 000 clients, 10 000 étaient des clients résidentiels, le reste étant des clients de la catégorie usage général.
Période de temps examinée	Le rapport présente les résultats des clients uniquement pour la première année de tarification en fonction de l'heure de la consommation. Les dates réelles varient puisque les ELD ont migré vers cette tarification à des moments différents. L'utilisation des résultats de la première année seulement selon cette tarification permet une comparaison entre éléments semblables pour les quatre ELD.	1er janvier 2009 au 31 mai 2013. Durant cette période, les clients ont été exposés à pas moins de neuf tarifs différents en fonction de l'heure de la consommation aux termes du régime de la GTR.
Principales conclusions	Clients résidentiels : réduction de la consommation durant les périodes de pointe et normales et augmentation de la consommation durant les périodes creuses. Réduction de la consommation en période de pointe résidentielle estivale estimée de 2,6 % à 5,7 %, selon l'ELD. Aucun montant en mégawatt n'a été fourni. Clients de la catégorie usage général : certaines preuves de transfert de la charge, comme la consommation qui passe des périodes de pointe aux périodes creuses, mais le résultat est bien moins grand que celui observé chez les clients résidentiels. Dans l'ensemble, les preuves d'économie d'énergie, c'est-à-dire la réduction totale de la consommation plutôt que le transfert de la charge, étaient négligeables et généralement insignifiantes à la fois pour les clients résidentiels et pour les clients de la catégorie usage général.	Clients résidentiels : les résultats suggèrent que les clients ont transféré leur consommation des périodes de pointe et normales vers les périodes creuses durant les mois d'été. Réduction de la consommation en période de pointe estivale estimée à 3,3 %. Selon l'hypothèse qu'il s'agit d'un chiffre représentatif de la totalité des clients résidentiels des ELD provinciales, les données suggèrent que les tarifs en fonction de l'heure de la consommation ont permis d'économiser environ 179 MW au cours des mois d'été. Les résultats suggèrent aussi que les clients résidentiels ont réduit leur consommation d'électricité pendant toutes les périodes durant l'hiver. Une diminution de la demande de pointe d'environ 3,4 % a été observée. Clients de la catégorie usage général : les résultats sont moins clairs que ceux des clients résidentiels. Des résultats statistiquement significatifs n'étaient disponibles que pour la période normale. Réduction de la consommation normale estimée à environ 1,8 %.
Le rapport est-il accessible au public?	Oui	Oui
Les émissions de GES ont-elles été prises en considération?	Non	Non

Agence	Office de l'électricité de l'Ontario	Commission de l'énergie de l'Ontario
Recommandations	Aucune recommandation dans le rapport.	Continuer à recueillir des données provenant des compteurs intelligents résidentiels. Recueillir davantage de données sur les clients résidentiels. Recueillir davantage de données sur les clients de la catégorie usage général auprès d'un grand nombre d'ELD. Une évaluation de l'incidence continue doit être fondée sur la mesure des changements de la demande de l'électricité liés aux changements des tarifs d'électricité. Faire continuellement des sondages sur les comportements et les attitudes des consommateurs.
Prochaines étapes	L'OEO continue d'affiner son analyse des économies d'énergie puisque la tarification en fonction de l'heure de la consommation fait partie des cibles d'économie d'électricité des ELD de l'Ontario pour 2014. Au cours des deuxième et troisième années d'analyse, soit en 2014 et 2015, d'autres ELD seront ajoutées afin d'accroître la représentation géographique et la diversité de la clientèle, de même que des données de recensement. Le but est de produire une estimation significative sur le plan statistique, fiable et représentative de l'incidence provinciale de la tarification en fonction de l'heure de la consommation.	La CENO a analysé quatre options de structure de tarification en fonction de l'heure de la consommation et a estimé l'incidence de ces options sur la demande d'électricité des consommateurs et sur le réseau d'électricité. Les résultats devraient être publiés d'ici la fin de 2014. Le plus récent plan d'affaires de la CENO indique qu'elle effectuera un examen détaillé du régime de la GTR, y compris la tarification en fonction de l'heure de la consommation, en 2014. Les modifications seraient apportées en 2015, le cas échéant.

Rapport de l'Office de l'électricité de l'Ontario (Brattle Group)

Le rapport de l'OEO comporte un graphique indiquant la façon dont les clients répondent à différents tarifs établis en fonction de l'heure de la consommation selon les résultats de 42 études internationales. La figure 12 illustre le pourcentage observé de la diminution en période de pointe pour un ratio donné des tarifs en période de pointe et en période creuse. La ligne bleue indique la courbe qui représente le mieux les données (appelée la courbe de réactivité aux prix); cette courbe peut être utilisée pour prédire la réduction potentielle de la demande de pointe découlant d'un ratio précis des tarifs en période de pointe et en période creuse.

Le ratio des tarifs actuels de l'Ontario est d'environ 1,8:1, ce qui correspond à une baisse de la demande de pointe prévue de 4,5 %. Cette estimation est cohérente avec les résultats observés par l'OEO et la CENO. Toutefois, si le ratio des tarifs en période de pointe et en période creuse venait à augmenter à 5 : 1, la courbe de réactivité aux prix suggère qu'une diminution de la demande de pointe de 10 % ou plus pourrait être obtenue.

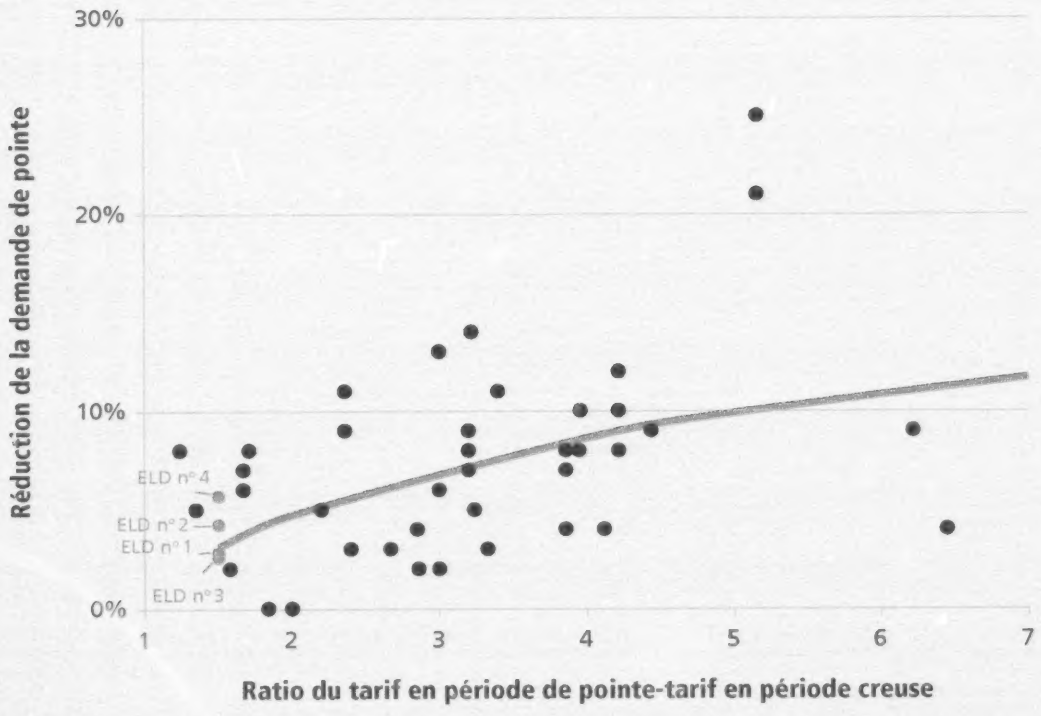


Figure 12 : Tarification résidentielle en fonction de l'heure de la consommation en Ontario par rapport aux essais-pilotes de tarification en fonction de l'heure de la consommation ailleurs dans le monde

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

Rapport de la Commission de l'énergie de l'Ontario (Navigant Consulting)

Un élément important du rapport de la CENO est la recommandation de mettre en place une enquête continue sur les clients afin d'en apprendre davantage sur leurs comportements et leurs attitudes à l'égard des tarifs en fonction de l'heure de la consommation. Le rapport suggère l'utilisation d'une enquête semestrielle afin que la Commission obtienne continuellement des renseignements sur les habitudes des clients et que les analystes comprennent mieux les données concernant l'électricité.

La CENO a analysé quatre options de structure de tarification en fonction de l'heure de la consommation et a estimé l'incidence de ces options sur le consommateur même et sur la demande pour l'ensemble du réseau électrique. Les résultats devraient être publiés d'ici la fin de 2014. La Commission commencera une analyse détaillée du régime de la GTR, y compris les tarifs en fonction de l'heure de la consommation, en 2014. Les modifications seraient apportées en 2015, le cas échéant.

Commentaires du CEO

Le CEO examinera les nouvelles études après que la CENO et l'OEO auront achevé les rapports en cours sur la tarification en fonction de l'heure de la consommation. D'ici là, le CEO présente des commentaires généraux sur les analyses publiées en 2013.

Tout d'abord, les preuves indiquent que le faible écart de prix des tarifs en fonction de l'heure en Ontario a entraîné des économies de la demande de pointe résidentielle pour la saison estivale. Il s'agit de résultats encourageants qui laissent entendre que les clients résidentiels sont conscients que leurs actions peuvent économiser l'énergie durant les périodes de pointe.

Au cours des années, le CEO a surveillé les tarifs en fonction de l'heure de la consommation et a présenté des politiques à ce sujet. Les rapports précédents du CEO signalent que l'écart de prix entre les tarifs en période de pointe et en période creuse de l'Ontario s'est rétréci au fil des années, augmentant légèrement avant de diminuer rapidement en 2008, pour diminuer graduellement par la suite (comme l'illustre la figure 13) à un point tel qu'il envoie maintenant un faible signal d'économie en fonction du prix. (Pour de plus amples renseignements, consulter le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume deux)).*

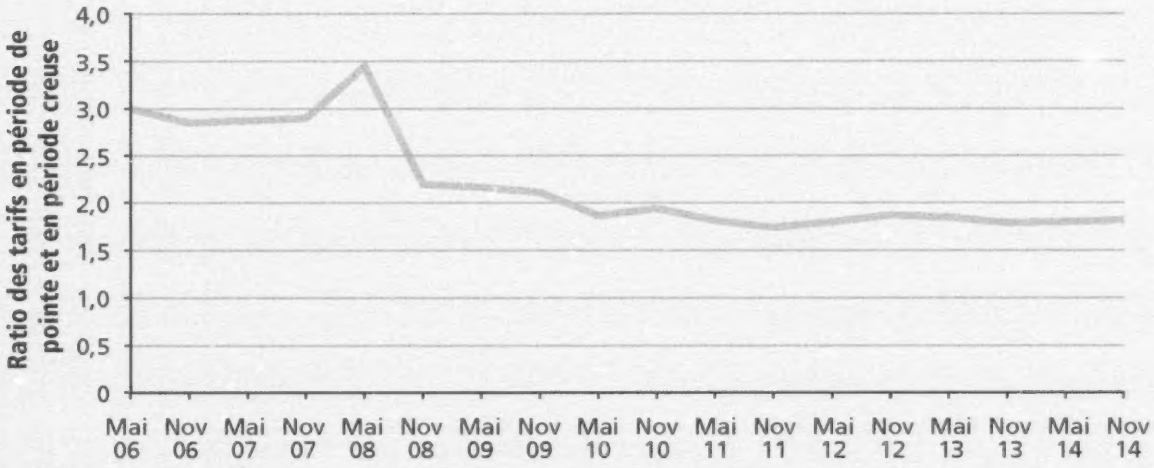


Figure 13 : Ratio des tarifs en période de pointe et en période creuse de l'Ontario

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario.

La hausse de la différence de prix ne signifie pas que tous les clients se retrouveraient avec une facture plus élevée. À court terme, certaines factures seraient plus élevées et d'autres seraient moins élevées. Certains clients, les petites entreprises par exemple, pourraient recevoir des factures plus élevées puisqu'ils consomment davantage d'électricité en période de pointe. Par conséquent, il est important de s'assurer que des programmes d'économie ciblés (le programme Éclairage petites entreprises par exemple) sont en place afin d'aider ces clients à réduire leur consommation en période de pointe. À plus long terme, des économies nettes seront générées pour tous les clients si la baisse de la demande de pointe permet à la province d'éviter d'investir dans de nouvelles installations de production ou de transport.

De plus, le Plan énergétique à long terme de 2013 comprend une tarification en fonction de l'heure de la consommation comme moyen de réduire la demande de pointe. Le CEO estime ainsi que le moment serait idéal pour augmenter le ratio des tarifs. Les preuves provenant d'autres régions révèlent qu'un ratio plus élevé peut entraîner davantage d'économies en période de pointe. Puisque l'Ontario a déjà eu du succès avec un faible ratio des prix, on pourrait tirer profit de ce modeste résultat et établir un écart supérieur qui pourrait encourager une meilleure réponse de la part des consommateurs.

Le raisonnement derrière l'augmentation du ratio des tarifs est évident : un ratio accru peut mener à des économies d'énergie supérieures. Le CEO est d'avis que l'examen planifié par la CENO visant le régime de la GTR, y compris les tarifs en fonction de l'heure de la consommation, devrait se pencher sur la façon dont l'Ontario pourrait utiliser sa politique sur la consommation en fonction de l'heure de consommation pour optimiser l'économie d'énergie et réduire les émissions de GES, puis ainsi diminuer les futures dépenses liées aux infrastructures. Cela obligerait probablement la Commission à accroître le ratio des périodes de pointe et creuses, que ce soit de manière proactive ou selon les directives du ministère de l'Énergie, reflétant de ce fait la politique de l'Ontario pour accorder la priorité à l'économie d'électricité.

Le CEO suggère que l'examen du régime de la GTR par la CENO offre des politiques de mise en œuvre visant l'augmentation du ratio des tarifs en période de pointe et en période creuse.

Enfin, le rapport préparé pour la CENO souligne que l'enquête sur le comportement et les attitudes des clients pourrait améliorer l'analyse des données ontariennes sur la consommation en fonction de l'heure de la consommation. Le CEO empresse le gouvernement et ses agences du domaine de l'électricité de compléter ce travail afin d'obtenir une solide compréhension de la réponse des clients envers les tarifs en fonction de l'heure de la consommation.

2.7.3.1 PASSONS LE MOT : AUGMENTONS L'ACCÈS À L'INFORMATION SUR L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE EN ONTARIO

Comme un produit de la tarification en fonction de l'heure de la consommation, il existe une occasion d'utiliser les données horaires recueillies par les compteurs intelligents afin d'aider les consommateurs à mieux comprendre leurs habitudes de consommation de l'électricité. Après tout, l'une des meilleures stratégies pour gérer la consommation d'électricité est de mieux comprendre la façon dont elle est utilisée.

Un compteur intelligent donne aux services publics une multitude de renseignements sur les habitudes de consommation de l'électricité d'un ménage. Par ailleurs, les services publics de l'ensemble de la province ont développé des portails virtuels qui permettent aux clients individuels de voir leur consommation d'électricité. Les clients qui n'ont pas déjà de compte ou qui n'ont pas accès à Internet peuvent communiquer avec leur service public local afin de savoir comment obtenir ces renseignements.

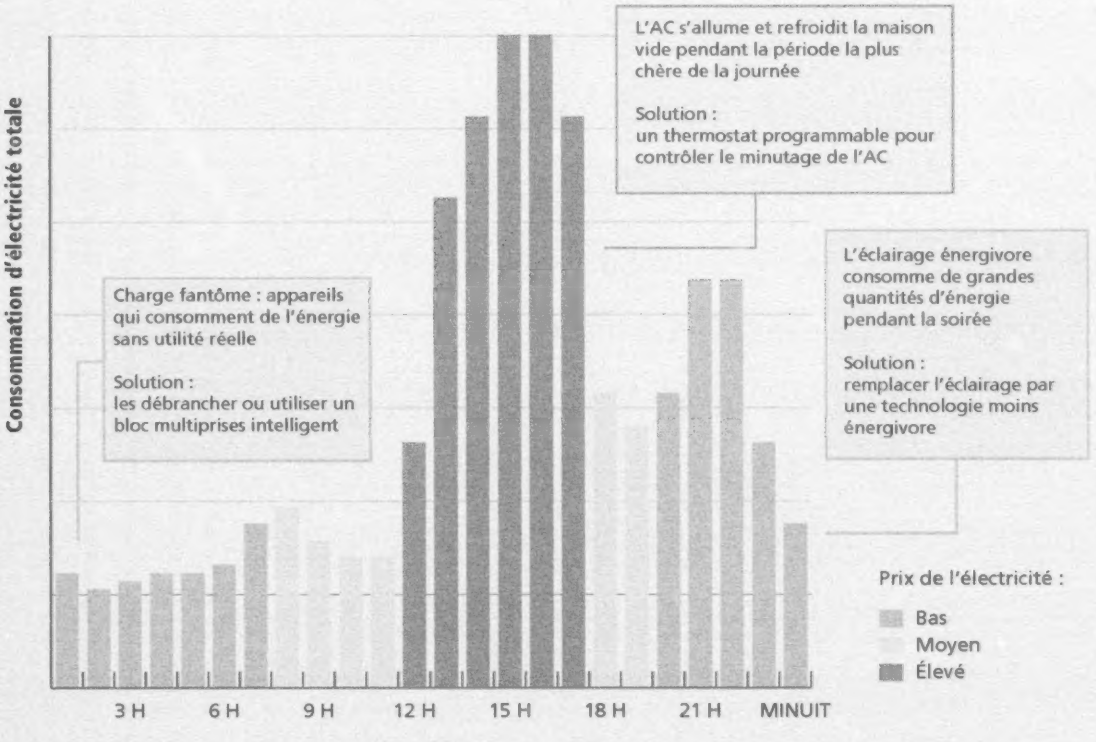


Figure 14 : Exemple des données horaires sur la consommation d'énergie

Source : Commissaire à l'environnement de l'Ontario.

La capacité à télécharger de l'information historique sur l'heure de consommation devient normalisée grâce à une mesure appelée « Initiative du bouton vert ». Cette mesure a été créée aux États-Unis en 2011; elle fournit aux clients leurs propres données sur l'électricité dans un format convivial standard. Les clients peuvent les partager avec leur mobile ou leurs applications basées sur Internet afin de faciliter la gestion de leur consommation d'énergie. En 2012, le ministère de l'Énergie a créé un groupe de travail visant à étudier l'Initiative du bouton vert. Au printemps 2013, sous la gestion du District de la découverte MaRS de l'Ontario, la norme des données du bouton vert a été mise en œuvre en Ontario. Plus de 60 % des consommateurs ontariens peuvent télécharger leurs données et ce chiffre est appelé à croître à mesure que davantage de services publics adoptent la norme des données du bouton vert[137].

Le partage automatique des données du bouton vert à partir des sites des services publics grâce à des applications ou des fournisseurs de services tiers est communément appelé « Connect My Data » (me brancher à mes données). La promesse faite par les tiers fournissant les applications est qu'ils pourraient trouver des moyens de faciliter l'économie d'énergie ou de sensibiliser davantage les utilisateurs occasionnels, éliminant ainsi le besoin des clients de faire leurs propres collectes de données. Les programmes instaurés par des tiers peuvent aussi jumeler les données des compteurs intelligents avec d'autres informations (p. ex. les conditions météorologiques ou les statistiques de production de l'électricité) afin d'offrir une valeur ajoutée. Il existe actuellement deux programmes pilotes « Connect My Data », exploités par London Hydro et Hydro One. Un rapport final sur ces pilotes sera présenté par les chercheurs du MaRS du ministère de l'Énergie d'ici septembre 2015, de même qu'un guide de mise en œuvre du programme « Connect My Data » pour les ELD[138].

Le ministère de l'Énergie a commandité le défi Applications pour l'énergie et pour l'Ontario de 2013 afin d'accroître les possibilités du service « Connect My Data ». Le défi a été lancé en octobre 2013 dans le but de « trouver la meilleure nouvelle application qui démontrerait la faisabilité d'un programme de type bouton vert et qui aiderait les Ontariens à révéler le potentiel des données sur l'électricité qui seraient générées »[139]. Des prix totalisant 50 000 $ en argent étaient offerts, y compris un grand prix de 20 000 $, ce qui a grandement attiré l'attention. Vingt-sept candidatures ont été soumises (24 provenant de l'Ontario et trois provenant des États-Unis) et six applications ont été créées par des étudiants universitaires et collégiaux. L'application gagnante pourrait être utilisée dans le cadre des programmes pilotes exécutés par London Hydro et Hydro One[140].

Voici certaines des autres activités entreprises en 2013 pour améliorer l'engagement du client :

- le lancement du site Internet ÉNERGISEZ moi du gouvernement (www.energy.gov.on.ca/fr/empowerme/) visant à améliorer les connaissances énergétiques au moyen de vidéos et de graphiques afin d'enseigner des concepts comme la production et l'économie d'électricité;
- le remaniement du site Internet de la SIERÉ afin de faciliter la recherche d'information.

Le CEO encourage le ministère de l'Énergie à évaluer la réponse des clients face aux programmes du bouton vert, au service « Connect My Data » et à l'utilisation des applications sur la consommation énergétique, ainsi qu'à rédiger un rapport à ce sujet.

2.7.4 MESURES D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE EN MILIEU INDUSTRIEL (GRANDS CONSOMMATEURS)

Le ministère de l'Énergie a lancé l'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) en janvier 2011. L'IEEMI a modifié le calcul de l'ajustement général pour les grands consommateurs d'électricité en Ontario (voir la section 2.7.4.2, Ajustement général (en Ontario seulement). Auparavant, le calcul de l'ajustement général de tous les consommateurs d'électricité ontariens était fondé sur le total de leur consommation mensuelle (selon des frais par kilowattheure). Toutefois, depuis janvier 2011, pour les consommateurs de catégorie A (essentiellement les établissements industriels, dont la demande mensuelle est supérieure à 5 MW), le calcul de l'ajustement général se fonde sur l'électricité utilisée durant les cinq heures des douze derniers mois où la demande était la plus intense. Ces heures, aussi appelées les cinq heures fatidiques, doivent survenir à des jours différents durant l'année. Le calcul de l'ajustement général de tous les autres clients de l'Ontario, soit les consommateurs de catégorie B, continue d'être fondé sur le volume de la consommation.

L'IEEMI constitue une mesure incitative vigoureuse pour les clients de catégorie A afin qu'ils réduisent leur consommation durant toutes les cinq heures fatidiques possibles. Par exemple, si les clients de catégorie A sont responsables de 10 % de la demande totale durant les cinq heures fatidiques, ils devront payer uniquement 10 % de l'ajustement global pour la période de facturation complète, peu importe la quantité d'énergie utilisée par cette catégorie de clients durant toutes les autres heures[141]. Tout solde en cours de l'ajustement général sera facturé aux clients de la catégorie B (ajouté aux frais d'ajustement général payés par les clients de la catégorie B). Au commencement de cette initiative, une diminution de 450 à 500 MW de la demande de pointe était attendue, soit une réduction des dépenses en immobilisations de 400 millions de dollars[142]. Puisque le moment exact des cinq heures fatidiques ne peut être prévu avec certitude, il était attendu que l'incidence du programme irait au-delà des cinq moments où la demande est la plus intense.

Selon le CEO, le lancement de l'IEEMI est une étape positive pour l'économie de l'énergie en Ontario (se référer au *Rapport annuel sur les progrès liés à l'énergie, 2010 (volume un)*[143]. Nous avons toutefois souligné d'éventuels problèmes au début du programme, notamment :

1. l'IEEMI n'était disponible que pour les clients dont la demande de pointe mensuelle moyenne était d'au moins 5 MW, les petits consommateurs étant dans l'impossibilité de participer à l'initiative;
2. l'ajustement général peut comprendre certains coûts qui ne se rapportent pas à la demande de pointe (voir la section 2.7.4.2), comme les paiements relatifs à l'énergie nucléaire. Par conséquent, le fait de facturer ces coûts en fonction de la demande de pointe pourrait être injuste, particulièrement pour les clients ayant une charge très élevée.

Notre bureau suggère que l'initiative soit offerte à davantage de clients et que certaines des inégalités dans la répartition des coûts soient réglées.

Depuis la revue initiale du CEO, l'IEEMI de l'Ontario est demeurée en place et a récemment été élargie. L'analyse suivante présente une mise à jour sommaire sur le programme.

2.7.4.1 PREMIERS RÉSULTATS DU PROGRAMME

Selon le ministère de l'Énergie, l'IEEMI a fait diminuer la demande de pointe durant les cinq heures fatidiques de 575 MW en 2011, de 875 MW en 2012 et de 850 MW en 2013, ce qui représente environ la capacité d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel[144] [145]. Ces chiffres ont été établis en fonction d'informations provenant de la SIERÉ de l'Ontario[146]. Pour déterminer la quantité d'électricité économisée aux termes de l'IEEMI, la SIERÉ calcule d'abord la moyenne des clients de catégorie A (« la période de référence ») pour la période allant de juin à mi-septembre dans une année civile donnée. Cette période de référence est comparée à la consommation actuelle des clients de catégorie A au cours des cinq heures fatidiques. Une moyenne de la différence entre la consommation actuelle au cours des cinq heures fatidiques et la période de référence est ensuite calculée afin d'estimer les économies d'énergie découlant de l'IEEMI.

L'IEEMI compte quelque 200 participants, ce qui représente environ 9,6 % de la demande de pointe ontarienne, mais environ 17 % de la consommation totale en électricité de l'Ontario[147]. Les clients de catégorie A adhèrent automatiquement à l'IEEMI et ont la possibilité de s'y soustraire et de devenir des clients de catégorie B. Jusqu'à présent, seul un petit nombre de clients ont décidé de se soustraire à l'initiative, probablement parce qu'il leur serait difficile de réduire leur demande de pointe.

Suivi des économies d'énergie difficile

Il existe une façon d'estimer les économies d'énergie découlant de l'IEEMI, mais l'évaluation exacte demeure un défi, car elle exige de mesurer quelque chose qui n'est pas encore survenu, soit l'électricité qui n'a pas été consommée. De plus, outre l'IEEMI, il existe des variables qui peuvent favoriser la réduction de la demande de pointe, influer sur l'occurrence des cinq heures fatidiques ou toucher les économies découlant de l'IEEMI (p. ex., d'autres programmes de réduction de la demande et d'économie d'énergie ou la conjoncture du marché).

Par exemple, l'estimation faite par la SIERÉ de la réduction de la demande de pointe peut être surestimée puisqu'elle fait fi de la réponse potentielle des participants à l'IEEMI par rapport au prix de marché de l'électricité. Sans l'IEEMI, les clients auraient peut-être déjà réduit leur consommation, bien que probablement pas au même niveau, durant les cinq heures fatidiques parce que le prix de marché de l'électricité serait plus élevé pendant cette période.

Par ailleurs, l'IEEMI fonctionne parallèlement à d'autres programmes d'économies d'énergie, ce qui peut rendre complexe l'attribution des économies à ce programme ou à un autre. Par conséquent, les participants pourraient être récompensés plus d'une fois pour la même économie de mégawatts. Par exemple, le programme 3 de réponse à la demande (P3RD) de l'OEO paie le client pour économiser l'énergie durant les périodes de grande demande. Ainsi, si un client qui participe à la fois au P3RD et à l'IEEMI réduisait sa consommation de 100 MW durant les cinq heures fatidiques, il recevrait un paiement conformément au P3RD et un rabais sur ses frais d'ajustement général conformément à l'IEEMI. En plus du fait que le client recevrait de multiples mesures incitatives pour les mêmes réductions de la demande de pointe, l'électricité économisée dans ce cas serait aussi surestimée ou calculée en double (c'est-à-dire que l'économie serait calculée aux termes du P3RD ainsi qu'aux termes de l'IEEMI)[148]. Une telle surestimation ajoute un caractère incertain au moment de la déclaration et de la vérification des progrès accomplis pour atteindre les cibles d'économie d'énergie.

2.7.4.2 AJUSTEMENT GÉNÉRAL (EN ONTARIO SEULEMENT)

En théorie, le prix de gros en Ontario varie au cours de la journée pour refléter les coûts de production d'électricité. Les prix devraient être moins élevés lorsque la production hydroélectrique et nucléaire de base est en mesure de répondre aux besoins énergétiques de l'Ontario, et les prix devraient être plus élevés lorsque des options plus coûteuses, comme les centrales de pointe au gaz naturel, sont requises.

Malheureusement, le prix de gros ne permet pas aux nouvelles centrales de recouvrer leurs coûts fixes en immobilisations. Alors, pour que les investissements dans la construction et la rénovation de centrales soient viables, presque tous les producteurs d'électricité profitent de paiements de soutien au moyen de l'ajustement général. Ce dernier tient compte des différences entre le prix de marché et les tarifs payés aux producteurs contractuels et aux producteurs réglementés (ainsi que les paiements pour les programmes d'économie d'énergie). Il s'agit de frais ou d'un crédit qui varient chaque mois, selon les prix de marché.

L'ajustement général était initialement appliqué selon un tarif fixe pour tous les clients en fonction du volume d'électricité consommée, peu importe le moment où cette électricité était utilisée. Cette politique a été modifiée pour les très grands consommateurs lors de la création de l'IEEMI. Comme il a été abordé dans la présente section, nombre des plus grands consommateurs d'électricité de l'Ontario participent à ce programme incitatif; cela vaut donc la peine de se pencher sur les frais sous-jacents que sont les frais d'ajustement général, lesquels sont justement visés par l'IEEMI.

Presque tous les producteurs d'électricité reçoivent un certain type de paiement de soutien au moyen de l'ajustement général (tel qu'indiqué dans la figure 16); cet élément demeure tout de même un facteur complexe et peu clair sur les factures d'électricité. L'OEO et la SIERÉ ont chacun créé des sites Internet pour expliquer ce que ces frais signifient. Comme il est indiqué sur le site de l'OEO, l'ajustement général est calculé selon la formule suivante :

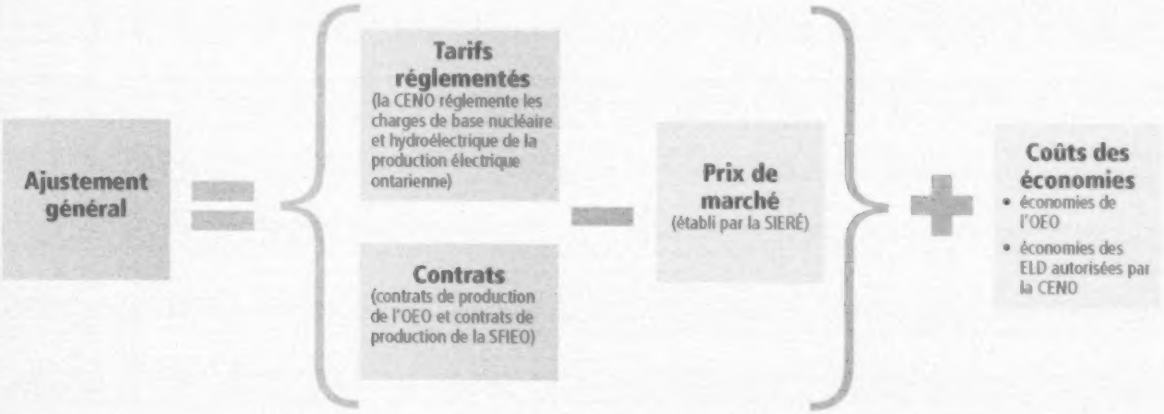


Figure 15 : Définition schématisée de l'ajustement général

Remarque : l'acronyme SFIEO désigne la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario.

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

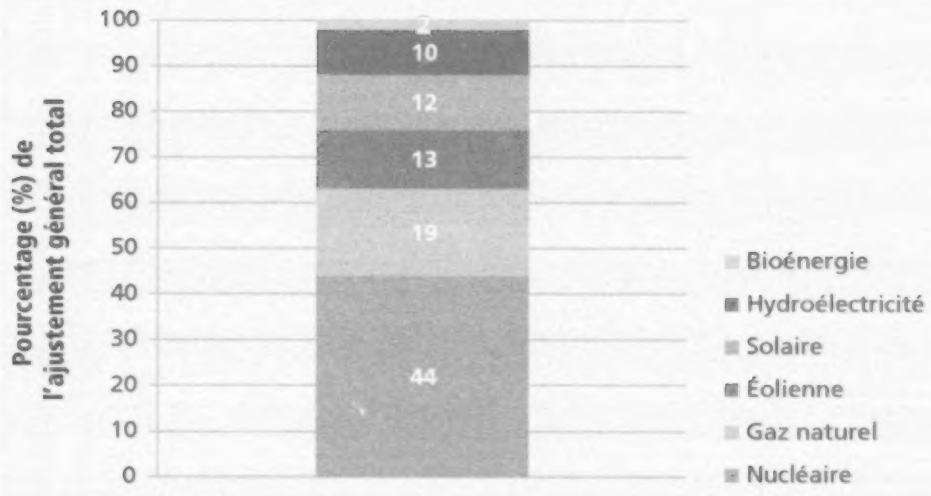


Figure 16 : Estimations des composantes de l'ajustement général par type de technologie, novembre 2014 à octobre 2015

Remarque : L'ajustement général total est estimé à 9,6 milliards de dollars entre le 1er novembre 2014 et le 31 octobre 2015. Les données ci-dessus sont tirées directement du rapport du régime de la GTR de la CENO. Ces données ne montrent pas explicitement à quel point l'économie d'énergie influe sur l'ajustement général. Cependant, comme le CEO l'a indiqué ailleurs dans le présent rapport, l'économie d'énergie représente environ 3 % de l'ajustement général total. La catégorie hydroélectricité exclut les producteurs autonomes et les producteurs non assujettis à l'OPG. La catégorie gaz inclut Lennox et les producteurs autonomes.

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario.

Par ailleurs, les consommateurs réduisent généralement la demande lorsque les prix sont élevés et ils l'augmentent lorsque les prix sont inférieurs. Un marché des produits qui fonctionne correctement envoie des signaux de prix logiques aux consommateurs. Toutefois, la tendance des dernières années concernant l'ajustement général est à la hausse par rapport au PHEO, comme le montre la figure 17). L'ajustement général a continué de monter, tandis que le PHEO a généralement chuté.

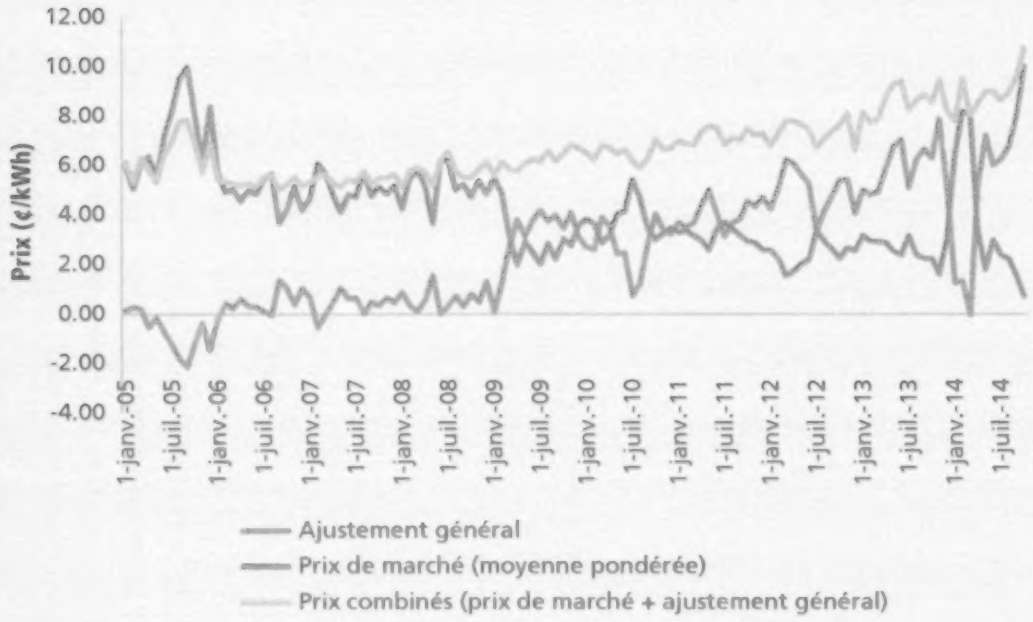


Figure 17 : Prix de marché de gros de l'électricité et ajustements généraux en Ontario, 2005-2014

Remarque : Les températures particulièrement froides de l'hiver 2013-2014 ont fait augmenter la demande d'électricité et, par le fait même, le prix de marché en temps réel de l'électricité. Cette hausse de prix a causé une pointe apparente dans le prix de marché et s'est apparentée aux coûts contractuels de production de l'électricité en Ontario, ce qui a fait diminuer considérablement les frais d'ajustement général. À partir de 2011, les frais d'ajustement général ne s'appliquent qu'aux clients de la catégorie B seulement, puisque les frais de la catégorie A varient d'un client à l'autre.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité.

Étant donné que l'ajustement général compte pour une plus grande partie du total des coûts de l'électricité, la mesure incitative de l'IEEMI pour les clients de la catégorie A visant à réduire leur consommation s'est accrue, tout comme l'incidence sur la facture des clients de la catégorie B qui ne peuvent participer à l'IEEMI. En 2013, l'IEEMI a transféré quelque 500 millions de dollars des coûts des clients de la catégorie A aux clients de la catégorie B, faisant augmenter la facture de ces derniers d'environ 0,4 cent/kWh[149]. La SIERÉ a récemment engagé Navigant Consulting Ltd. afin d'examiner l'ajustement général et de cerner d'autres régions nord-américaines ayant des frais semblables. Bien qu'elle ait découvert une variété de cadres différents sur le marché ailleurs visant à faciliter le recouvrement des coûts d'approvisionnement en électricité, Navigant n'a pas pu trouver une structure, ni une échelle équivalente à l'ajustement général de l'Ontario. (De plus amples renseignements se trouvent dans son rapport.)[150]

La place de l'IEEMI dans l'avenir de l'économie d'énergie en Ontario

Les circonstances sont favorables pour l'IEEMI. Selon le budget de 2014, le seuil pour les clients de la catégorie A baisse, passant de 5 MW à 3 MW, ce qui augmentera les participants à l'IEEMI. En mai 2014, une modification subséquente au Règlement de l'Ontario n°429/04, pris en application de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, a fait diminuer ce seuil pour certains types de secteurs de l'industrie, permettant à certains clients dont la demande de pointe moyenne s'élève de 3 MW à 5 MW de s'inscrire au programme. Il est à noter que la modification n'a pas été affichée sur le Registre environnemental; le ministère de l'Énergie n'a donc pas permis aux intervenants d'exprimer leurs commentaires et il n'a publié aucun avis de décision qui aurait expliqué la façon dont le gouvernement aurait tenu compte de quelconque commentaire reçu[151]. En ne faisant pas automatiquement participer les clients de taille moyenne admissibles à l'IEEMI, le programme respecte le fait que ces entreprises plus petites puissent posséder une expertise limitée en gestion énergétique. Le ministère de l'Énergie a remarqué que le seuil d'admissibilité de 3 MW constitue un équilibre approprié entre les avantages à long terme pour le réseau d'électricité et le respect des abonnés à court terme et qu'un seuil d'admissibilité plus bas de l'IEEMI

entraînerait des frais administratifs accrus pour les ELD[152]. Le CEO a demandé des renseignements sur l'incidence qu'aurait l'expansion de l'IEEMI sur le prix de l'électricité pour les plus petits consommateurs, mais le ministère n'a pas fourni cette analyse[153].

Commentaires du CEO

Les résultats du programme IEEMI sont maintenant disponibles. Alors, est-ce qu'il fonctionne? La réponse courte est oui. Le ministère de l'Énergie indique que les économies d'électricité découlant de l'IEEMI atteignaient 850 MW pour 2013[154]. Le CEO a deux observations. Tout d'abord, il est heureux de voir que les grands consommateurs participent effectivement à l'économie d'énergie. Ensuite, il souligne que le suivi du volume exact d'économies réalisées grâce à l'IEEMI est difficile puisque la méthode utilisée actuellement en Ontario ne tient pas compte adéquatement du chevauchement entre l'IEEMI et les autres programmes de réponse à la demande. Par conséquent, le CEO est sceptique quant à l'exactitude de quelconque estimation sur les économies directes réalisées grâce à l'IEEMI.

Résultats initiaux encourageants

Les résultats initiaux montrent que les grands consommateurs participent parce qu'ils économisent l'électricité durant les cinq heures fatidiques. Les économies relativement modestes de 575 MW, réalisées en 2011, ont été suivies par des valeurs supérieures en 2012 (875 MW) et en 2013 (850 MW). Bien que trois séries de données ne confirment pas une tendance, les grands consommateurs semblent se familiariser davantage avec le programme au fil du temps, ce qui fait croître son efficacité. Puisqu'il s'agit d'un programme d'économie relativement nouveau, son incidence continuera probablement d'augmenter à mesure que les clients gagnent de l'expérience dans l'ajustement de leur consommation au cours des périodes de demande de pointe intense. D'autant plus que le programme donnera lieu à d'autres économies au cours des prochaines années, car de plus petits clients auront le droit d'y participer. L'ouverture du programme, et par le fait même de la tarification de la période de pointe intense à un plus grand nombre de participants, règle une préoccupation exprimée dans le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010 (volume un)*[155].

L'évolution du rendement du programme devrait être surveillée attentivement. Le rendement futur de l'IEEMI est incertain et cela pourrait toucher le plan énergétique à long terme de l'Ontario. Si la province faisait face à une panne d'électricité future (p. ex. si la demande augmentait ou si un délai imprévu survenait lors de la réfection d'une centrale nucléaire), la valeur de la réduction de la demande de pointe serait encore plus importante. Toutefois, au même moment, les frais d'ajustement général durant une période de pointe devraient être moindres et le prix de marché en gros, plus élevé. C'est pourquoi la mesure incitative de l'IEEMI visant à réduire la demande de pointe serait elle-même réduite, rendant ainsi la participation des participants de la catégorie A moins attrayante et possiblement moins efficace. En outre, il pourrait devenir plus ardu de prévoir les moments où surviendront les cinq heures fatidiques étant donné la hausse de la production décentralisée d'énergie renouvelable sur le réseau d'électricité de l'Ontario.

Amélioration nécessaire du suivi des économies

D'autres programmes comme le P3RD existent déjà; des contrats ont été conclus à cet effet afin d'entraîner des économies d'électricité durant les périodes de pointe. Malheureusement, lorsque l'IEEMI et le P3RD se chevauchent, il n'est pas facile de faire la distinction entre les économies qui en découlent et de les attribuer de manière fiable à leur programme respectif. Bien qu'on s'attende à ce que les futures règles du programme règlent la question du double paiement[156], les nouvelles règles ne s'appliqueraient pas rétroactivement. Entre les années 2011 et 2013, le P3RD a été actif pendant quatre des quinze heures distinctes dites « heures fatidiques », ce qui suggère que certains doubles paiements ont été effectués, sans que ce soit excessif cependant[157].

La question du chevauchement entre l'IEEMI et le P3RD est aussi importante à des fins de suivi et de vérification. L'Ontario a établi une cible de réduction de la demande de pointe de 10 % d'ici 2025 au moyen des initiatives de réponse à la demande, y compris l'IEEMI et le P3RD (voir la section 2.3). Afin de mesurer adéquatement les progrès réalisés concernant l'atteinte de cette cible, il devrait exister une méthodologie qui additionne correctement l'incidence des divers programmes en évaluant leur contribution conjointe à la réduction de la demande de pointe, durant les mêmes heures. Il est également probable que la réduction combinée de la demande de pointe découlant de l'IEEMI et du P3RD soit moindre que la somme de l'incidence individuelle de

chacun des deux programmes[158]. Le CEO constate qu'à l'avenir, à mesure que la SIERÉ prend en charge la réponse à la demande, elle a l'intention de structurer une enchère et des règles de la réponse à la demande afin de tenir compte de la participation à l'IEEMI[159]. Cela résoudrait potentiellement la question du double paiement aux participants des deux programmes, tout en facilitant la mesure exacte des progrès vers la cible de réduction de la demande de pointe de l'Ontario pour 2025. Le CEO approuve cette direction.

Dans l'ensemble, le CEO demeure perplexe à savoir si l'IEEMI a entraîné une réduction de la demande de pointe au trop grand détriment des non-participants. Cette préoccupation est d'autant plus pertinente actuellement qu'il y a trois ans en raison de la hausse des frais d'ajustement général (voir le Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010 (volume un)). Le CEO en a fait mention précédemment, ce problème pourrait être réglé de deux façons : 1) rendre l'IEEMI accessible à davantage de clients ou 2) réduire le montant de la mesure incitative accordée par l'IEEMI[160]. Bien que l'ouverture de l'IEEMI aux clients dont la consommation se situe entre 3 MW et 5 MW permettra d'accroître la participation au programme, elle augmentera les coûts pour les clients qui se situent sous le seuil et qui demeurent donc inadmissibles.

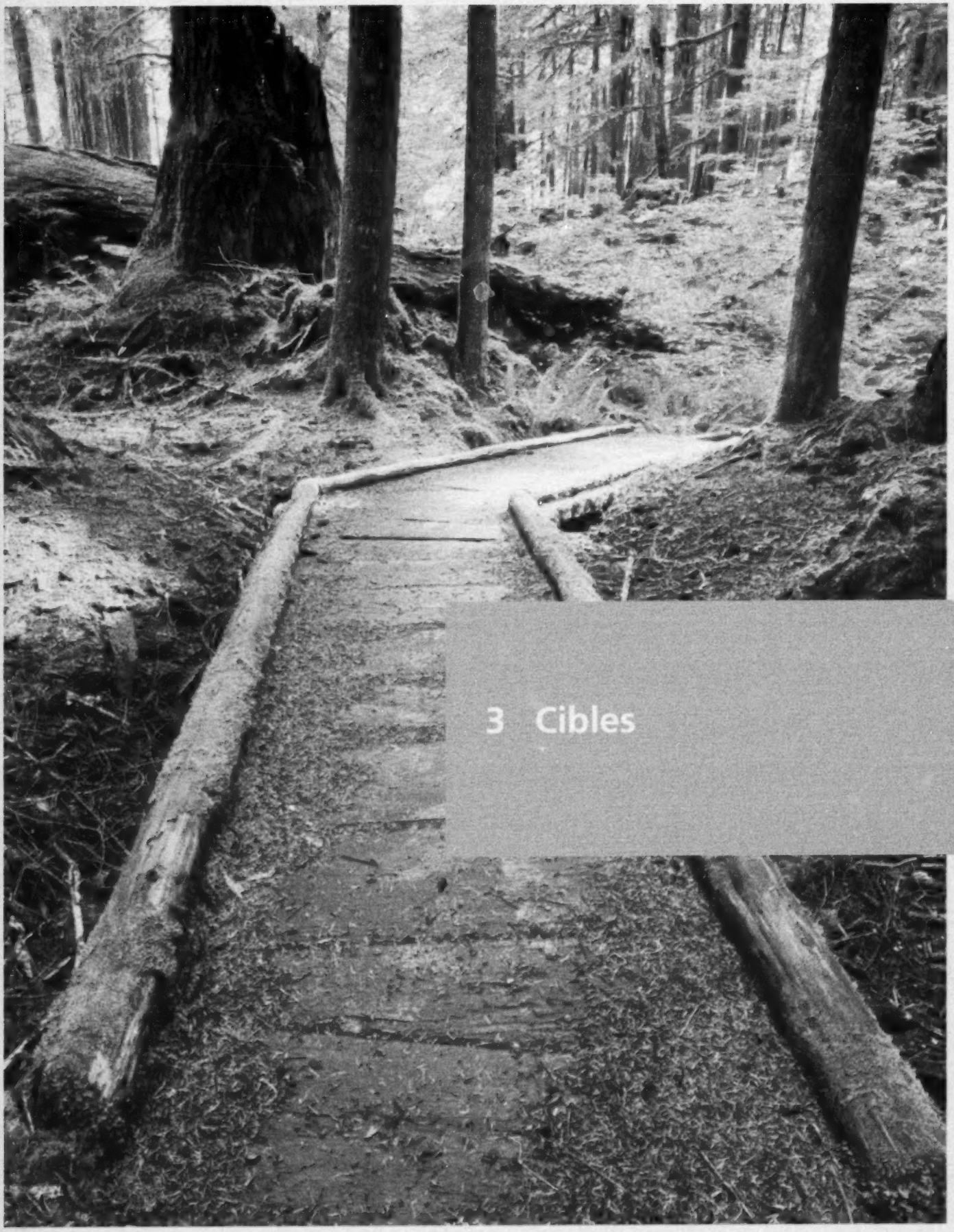
Amélioration du prix de l'électricité pour tous les clients de l'Ontario

Les politiques de tarification actuelles de l'Ontario s'expliquent en partie par des facteurs technologiques : la tarification en fonction de l'heure de la consommation est limitée aux clients du régime de la GTR parce que les compteurs intelligents ont été attribués uniquement à ces clients, et le niveau du seuil de l'IEEMI a été choisi en fonction de la plus grande facilité présumée de ces clients à surveiller et à ajuster leur consommation énergétique. Le CEO observe que grâce aux compteurs intelligents qui sont maintenant en place pour tous les clients du régime de la GTR, et à la décision d'accorder des compteurs à intervalles à tous les autres clients, l'Ontario aura la capacité de mesurer la consommation d'électricité de tous les clients sur une base horaire. Cela fournit la possibilité d'examiner de façon globale les stratégies de tarification pour toutes les catégories de consommateurs d'électricité ontariens, notamment les clients du régime de la GTR, de la catégorie A et du groupe « entre-deux », soit celui qui utilise trop d'électricité pour être admissible au régime de la GTR, mais pas assez pour participer à l'IEEMI.

La politique de tarification pour un groupe de clients touche directement ou indirectement les politiques de tarification des autres groupes. Par exemple, le transfert des frais d'ajustement général accroît les frais de tous les clients de la catégorie B et a une incidence sur les tarifs en fonction de l'heure de la consommation de l'Ontario. Il est probable que ces répercussions ont rendu le gouvernement moins ouvert à l'augmentation du ratio période de pointe-période creuse, afin que les clients du régime de la GTR sans grande marge de manœuvre pour réduire leur demande de pointe n'aient pas à subir une hausse provenant des deux politiques.

Le CEO l'a mentionné, les structures de tarification pour les diverses catégories de clients ont évolué différemment; d'une certaine façon, ironiquement, la mesure incitative pour les grands consommateurs d'électricité visant le transfert de la consommation en dehors des heures de pointe est peut-être trop considérable, tandis que la mesure incitative pour les petits consommateurs visant le transfert de la consommation est peut-être trop faible. Le CEO est d'avis que la CENO devrait tenir compte des relations entre la tarification des différentes catégories de clients dans le cadre de sa revue du régime de la GTR pour éviter les incohérences dans ses politiques.

Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie mène une revue intégrée de la structure de tarification de l'électricité aux fins d'équité et d'économie d'énergie.



3 Cibles

3.1 MISE À JOUR SUR LES CIBLES D'ÉNERGIE DÉFINIES PAR LE GOUVERNEMENT

Cibles définies par le gouvernement

Le CEO a le mandat de faire rapport sur les progrès de l'Ontario dans l'atteinte des cibles gouvernementales pour réduire la consommation de l'énergie ou la rendre efficace. Le CEO perçoit les « cibles définies par le gouvernement » comme le résultat soit d'une politique gouvernementale officielle ou d'une directive ministérielle qui précise la quantité d'énergie à économiser dans des activités particulières[161]. À ce jour, le CEO a effectué une analyse détaillée des progrès pour la plupart des cibles. Des résumés sous forme de tableaux donnent les références pour que le lecteur puisse trouver et consulter l'analyse.

Cibles sur le gaz naturel

Les deux grands distributeurs de gaz naturel en Ontario (Enbridge Gas Distribution et Union Gas) possèdent aussi des cibles de rendement annuel pour leurs activités d'économies. La section 3.2 montre les progrès par rapport à ces cibles. Bien que ces cibles ne soient pas « définies par le gouvernement », le CEO les passe aussi en revue afin de brosser le portrait complet de l'état de l'économie d'énergie en Ontario. Chaque distributeur a des cibles pour mesurer le succès des trois principaux programmes d'économie d'énergie. Elles portent sur les programmes d'acquisition des ressources axés sur les économies d'énergie directes, les programmes d'économies d'énergie des ménages à faible revenu, ainsi que les programmes de transformation du marché (qui visent principalement à faciliter les changements fondamentaux qui permettent d'acquérir une grande part du marché des produits et services écoénergétiques).

Les tableaux de la présente section donnent un aperçu des progrès réalisés au cours de l'exercice 2013 par rapport aux cibles énergétiques définies par le gouvernement.

3.1.1 GUIDE SUR LES TABLEAUX DES CIBLES GOUVERNEMENTALES

Le tableau 6 décrit les cibles énergétiques fixées précisément pour les ministères. Il incombe à chacun des ministères d'atteindre sa propre cible. Bien que toutes ces cibles soient importantes, certaines ont une incidence sur les activités à la grandeur de la province, tandis que d'autres cibles auront des répercussions sur les activités internes du gouvernement.

Le tableau 7 résume les cibles sur l'économie d'électricité en vigueur en Ontario décrites dans le Plan énergétique à long terme de 2013 (PELT), les directives qui ont été transmises à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) et à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO). Il incombe à l'OEO et aux entreprises locales de distribution (ELD) d'atteindre ces cibles. Après l'arrivée de nouvelles politiques en 2013, les cibles dans le Plan énergétique à long terme de 2010 et la directive sur le profil d'approvisionnement de 2011 ne sont plus en vigueur et elles ont été remplacées par celles du Plan énergétique à long terme de 2013. Les rapports précédents du CEO peuvent être consultés pour obtenir les détails sur ces cibles.

Le tableau 8 résume les nouvelles cibles sur le stockage d'énergie et sur l'économie d'énergie dans le milieu industriel établies après que le ministre de l'Énergie a transmis des orientations sur l'approvisionnement à l'OEO. (D'autres directives précédentes sur l'approvisionnement qui ont une incidence sur les cibles de rendement du tableau 7 sont également mentionnées sous le tableau.)

Tableau 6 : Résumé des cibles d'économie d'énergie pour les ministères fixées par le gouvernement

Cibles provinciales		
	Cible	**Progrès par rapport aux cibles**
Projet	Entente des premiers ministres au Conseil de la fédération de 2008	Le ministère n'a toujours pas fourni la méthodologie pour mesurer les progrès par rapport à la cible de 20 %, alors il n'est pas possible de savoir si des progrès ont été réalisés. On a lancé le projet suivant en 2013 pour améliorer l'efficacité énergétique de l'Ontario : le règlement de l'Ontario sur l'efficacité énergétique minimale (Règl. de l'Ont. 404/12) a été modifié pour établir de nouvelles normes ou méthodes d'essai pour 25 produits (dont 7 étaient des produits nouvellement réglementés) ou pour les mettre à jour. Les modifications sont entrées en vigueur le premier janvier 2014. En comptant ces ajouts, la province réglemente actuellement un total de 81 produits. Les provinces travaillent à l'élaboration d'une nouvelle Stratégie canadienne de l'énergie qui devrait être finalisée en 2015. Il n'est pas précisé si la nouvelle stratégie comprendra des cibles sur l'efficacité énergétique.
Description	Améliorer de 20 % l'efficacité énergétique en Ontario d'ici 2020.	
Responsabilité	Ministère de l'Énergie	
Date de l'annonce	2008	
Date de fin	2020	
Section d'un rapport du CEO	2009 (volume deux, section 3.1)	
Projet	Norme sur les carburants à faible teneur en carbone	On a accompli peu de progrès mesurables par rapport à cette cible. Jusqu'à un certain point, tous les enjeux que le ministère[162] a soulevés par le passé demeurent évidents. Le ministère continue de suivre la mise en œuvre de la NCFTC de la Californie. Il n'a entrepris aucune mesure en 2013 pour instaurer une NCFTC en Ontario.
Description	Réduire de 10 % l'intensité carbonique des carburants de transports d'ici 2020.	
Responsabilité	Ministère de l'Énergie	
Date de l'annonce	2007	
Date de fin	2020	
Section d'un rapport du CEO	2009 (volume deux, section 3.5)	
Projet	Achats de véhicules électriques	En date du 31 décembre 2013, 1 574 subventions pour l'achat de VE avaient été accordées dans le cadre du Programme d'encouragement pour les véhicules électriques. Au cours de 2013, 262 rabais pour l'achat d'une borne de recharge résidentielle ont été distribués dans le cadre du Programme d'encouragement pour les infrastructures de recharge des VE, qui a été lancé le premier janvier 2013. En date du 31 décembre 2013, 1 862 plaques d'immatriculation vertes avaient été distribuées. Aucune date de fin n'a été publiquement annoncée pour le Programme d'encouragement pour les véhicules électriques. Cependant, les 63 millions de dollars de financement accordés au programme n'ont été débloqués que jusqu'au 31 mars 2015. GO Transit et Metrolinx mènent un programme pilote afin de vérifier la capacité de charge des VE dans dix stations GO Transit. Au cours de la première des deux phases du projet, deux places de stationnements avec les équipements nécessaires à la recharge ont été aménagées dans chacune des stations suivantes : Ajax, Aurora, Burlington, Centennial, Clarkson, Erindale, Lincolnville, Oakville, Pickering et Whitby.
Description	D'ici 2020, 1 véhicule sur 20 en Ontario devrait être un véhicule électrique.	
Responsabilité	Ministère des Transports, ministère du Développement économique, de l'Emploi et de l'Infrastructure, ministère de l'Énergie	
Date de l'annonce	2009	
Date de fin	2020	
Section d'un rapport du CEO	2009 (volume deux, section 3.6)	

Cibles provinciales		
	Cible	Progrès par rapport aux cibles
Projet	Réduction de la consommation d'énergie dans le secteur de l'éducation	La base de données sur la consommation d'énergie a été lancée en août 2009. La collecte de données sur la consommation d'électricité et de gaz naturel[163] a commencé au cours de l'exercice financier 2010, soit l'année de référence qui couvre la période du 1er septembre 2009 au 31 août 2010. (L'exercice financier des conseils scolaires s'étend du 1er septembre au 31 août). L'intensité énergétique moyenne provinciale[164] du secteur était de : 0,76 GJ/m² pour l'exercice financier 2011 0,68 GJ/m² pour l'exercice financier 2012 0,71 GJ/m² pour l'exercice financier 2013
Description	Création d'une base de données pour rassembler les données sur la consommation et établir des repères.	
Responsabilité	Conseils scolaires, aidés du ministère de l'Éducation	
Date de l'annonce	2008	
Date de fin	Non applicable	
Section d'un rapport du CEO	2011 (volume deux, section 4.0)	
Projet	Réduction de la consommation d'énergie dans la fonction publique de l'Ontario	La FPO assure le suivi de son propre progrès vers l'atteinte de sa cible et vise une réduction de 19 % des émissions de GES d'ici la fin 2014-2015. Pour connaître et comparer les résultats quantitatifs de toutes les années, voir les notes en bas de page dans la dernière section de ce rapport[165]. Les progrès provisoires comparés à l'année de référence 2006 vont comme suit : Pour la consommation de carburant des véhicules, le gouvernement a réduit ses émissions de GES de 18,1 %. Pour les voyages aériens, le gouvernement a réduit ses émissions de GES de 18,2 %. Pour la consommation d'énergie dans les édifices gouvernementaux, le gouvernement estime qu'il a réduit ses émissions de GES de 30,1 %.
Description	Partie 1 : Réduction annuelle de 5 %, pour la période de 2009 à 2014, sur la consommation de carburants de transports, sur les voyages aériens et sur la consommation d'énergie des édifices gouvernementaux. Ces cibles annuelles s'inscrivent dans le cadre de l'objectif de la FPO de réduire ses émissions de GES de 19 % d'ici 2014-2015 par rapport aux émissions de GES de 2006. Partie 2 : Réduire les émissions de GES de la FPO de 27 % d'ici 2020-2021 par rapport aux émissions de GES de 2006.	
Responsabilité	Secrétariat du Conseil du Trésor	
Date de l'annonce	2009	
Date de fin	Partie 1 : 31 mars 2015 Partie 2 : 31 mars 2021[166]	
Section d'un rapport du CEO	2009 (volume deux, section 4.7)	
Projet	Économies d'électricité dans les activités du gouvernement de l'Ontario	Le gouvernement a atteint 80 % de sa cible de 2007. Tel que confirmé par un tiers indépendant, le gouvernement a atteint 100 % de sa cible pour 2012. Plus précisément, le gouvernement a réduit sa consommation d'électricité de 21 %[167] par rapport à l'année de référence 2002-2003, surpassant du coup sa cible pour 2012 par 20 %.
Description	Une cible en deux temps sur la consommation d'électricité, mesurée en fonction de l'année de référence (2002-2003) : réduction de 10 % de la consommation d'électricité du gouvernement d'ici 2007 et réduction supplémentaire de 10 % d'ici 2012.	
Responsabilité	Ministère du Développement économique, de l'Emploi et de l'Infrastructure, aidé de l'organisme Infrastructure Ontario	
Date de l'annonce	2004 et 2007	
Date de fin	2007 et 2012	
Section d'un rapport du CEO	2010 (volume deux, section 2.3.2)	

Tableau 7 : Résumé des cibles provinciales sur l'économie d'électricité définies par le gouvernement pour le ministère de l'Énergie, l'OEO, les ELD et la SIERÉ

Cibles provinciales		
	Cible	Progrès par rapport aux cibles
Projet	Cible provinciale d'économie d'électricité décrite dans le Plan énergétique à long terme de 2013.	À la fin de 2013, on avait économisé 8,716 TWh (29 % de la cible de 2032).
Description	Une réduction de la consommation d'électricité de l'ordre de 30 térawattheures (TWh) en 2032 grâce aux projets d'économie de l'énergie entrepris depuis 2005[168].	
Responsabilité	Ministère de l'Énergie	
Date de l'annonce	Décembre 2013	
Date de fin	2032	
Section d'un rapport du CEO	2014 (section 2.3)	
Projet	Cible de réponse à la demande à la grandeur de la province présentée dans le Plan énergétique à long terme de 2013.	En vigueur à partir du 31 mars 2014: • L'OEO n'exécutera aucun nouveau contrat et ne renouvellera aucun contrat de réponse à la demande de type 2 actuellement en cours. • Tout contrat de réponse à la demande de type 3 que l'OEO exécute ou renouvelle doit arriver à terme d'ici le 31 mars 2015. • Tout contrat de réponse à la demande de type 3 actuellement en cours qui arrivera à terme après le 31 mars 2015 sera résilié sans pénalité. • Au premier trimestre de 2015 : • Tous les contrats de réponse à la demande de type 3 détenus par l'OEO seront transférés à un nouveau marché de transition de la SIERÉ pour la réponse à la demande.
Description	Utiliser la réponse à la demande pour répondre à 10 % de la demande de pointe en 2025. Fournir un total prévu de 2 400 MW selon les prévisions actuelles. Les programmes de réponse à la demande prévoient des diminutions des montants à payer pour les grands consommateurs industriels et commerciaux, la demande agrégée des petits et moyens consommateurs industriels et commerciaux, la demande résidentielle (p. ex., le programme *peaksaver*), les stratégies de fixation des tarifs telles que la tarification en fonction de l'heure de consommation et l'initiative de conservation industrielle.	
Responsabilité	Société indépendante d'exploitation du réseau électrique	
Date de l'annonce	Décembre 2013	
Date de fin	2025	
Section d'un rapport du CEO	2014 (section 2.3)	

Cibles provinciales		
	Cible	Progrès par rapport aux cibles
Projet	Directive sur la gestion de la demande et de l'économie pour les distributeurs d'électricité et la période de 2011 à 2014.	À la fin de 2013, on avait économisé 639 MW qui devraient perdurer jusqu'en 2014 (48 % de la cible de réduction de la demande de pointe de 2014)[169] À la fin de 2013, on avait accumulé des économies d'énergie de 5 139 GWh (soit 86 % de la cible de 2011-2014).
Description	Une réduction de 1 330 MW dans la demande de pointe provinciale doit perdurer à la fin de la période de quatre ans; réduction de la consommation d'électricité au total de 6 000 GWh pour la période de quatre ans. On a attribué une part de la cible provinciale aux distributeurs qui doivent remettre à la CENO des rapports annuels sur les progrès. Les économies sont ajoutées aux cibles, mais elles sont calculées séparément de celles du PELT (les cibles du PELT incluent les économies des codes et des normes, des politiques sur les prix et des programmes autres que ceux de l'OEO et des ELD).	
Responsabilité	Entreprises locales de distribution, supervision de la Commission de l'énergie de l'Ontario.	
Date de l'annonce	Mars 2010	
Date de fin	2014	
Section d'un rapport du CEO	2011 (volume deux, section 3.2)	
Projet	Directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario pour le Cadre Priorité à la conservation de l'énergie de 2015-2020	Le calcul des économies réalisées débutera en janvier 2015.
Description	Une réduction de la consommation d'électricité de 7 TWh en 2020 découlant des efforts d'économie d'énergie déployés entre le 1er janvier 2015 et le 30 décembre 2020. On a attribué une part de la cible provinciale aux distributeurs qui doivent remettre à l'Office de l'électricité de l'Ontario des plans d'économie d'énergie. Ces réalisations contribuent à la cible d'économie d'énergie de la province de 30 TWh d'ici 2032 décrite dans le Plan énergétique à long terme de 2013, mais sont toutefois mesurées séparément de la cible de celui-ci, qui comprend également les économies réalisées grâce aux codes et aux normes, aux politiques de prix, ainsi qu'à d'autres programmes qui ne sont pas offerts par les ELD et l'OEO.	
Responsabilité	Entreprises locales de distribution, supervision du ministère de l'Énergie et de l'Office de l'électricité de l'Ontario	
Date de l'annonce	Mars 2014	
Date de fin	31 décembre 2020	
Section d'un rapport du CEO	2013 (section 2.3.6)	

Tableau 8 : Résumé des directives en vigueur sur l'approvisionnement*

Cibles provinciales		
	Cible	Progrès par rapport aux cibles
Projet	Stockage d'énergie	La SIERÉ a fourni une capacité de stockage de 33,54 MW aux services auxiliaires afin d'assurer la fiabilité du réseau. L'OEO mène actuellement un processus de contractualisation pour la capacité manquante.
Description	50 MW de capacité de stockage d'énergie, tel que spécifié dans le Plan énergétique à long terme de 2013. Tel qu'indiqué dans la directive de mars 2014 à l'intention de l'OEO et de la SIERÉ : Étape 1 : appel d'offres mené par la SIERÉ pour un total de 35 MW de stockage. Étape 2 : appel d'offres mené par l'OEO en coordination avec la SIERÉ pour la capacité de stockage à combler pour atteindre la cible de 50 MW.	
Responsabilité	Société indépendante de gestion du marché de l'électricité et Office de l'électricité de l'Ontario	
Date de l'annonce	Décembre 2013 et mars 2014	
Date de fin	2014	
Section d'un rapport du CEO	2013 (section 2.3)	
Projet	Programme d'accélération pour le secteur industriel	57,1 GWh d'économies d'électricité (auprès du producteur d'énergie) à la fin de 2013. Le programme mis à jour sera lancé le 23 juin 2015.
Description	1,7 TWh d'économies d'électricité des clients raccordés au réseau de transport d'énergie avant la fin de 2020. Le programme aide les consommateurs raccordés au réseau de transport d'énergie à investir dans de grands projets d'efficacité énergétique.	
Responsabilité	Office de l'électricité de l'Ontario	
Date de l'annonce	25 juillet 2014	
Date de fin	31 décembre 2020	
Section d'un rapport du CEO	Non applicable	

Commentaires du CEO

Garantir la reddition de comptes

Comme l'indiquent les tableaux, de nouvelles cibles ont été établies en 2013 et les anciennes cibles ont été remplacées par les révisions traitées en détail dans la section 2.3 du présent rapport. Le Plan énergétique à long terme de 2013 est venu annuler les cibles précédentes du PELT de 2010. Par conséquent, le CEO ne produira pas

* L'OEO finance les programmes qui favorisent l'atteinte des cibles provinciales, conformément au pouvoir d'achat décrit dans quatre directives du ministère de l'Énergie (directives sur les programmes de réponse à la demande, sur les programmes conjoints de l'OEO et des ELD pour économiser l'énergie, sur le programme d'économie d'énergie pour les ménages à faible revenu et sur le programme d'économie dans le milieu industriel). De plus, l'OEO s'occupe de la cogénération (elle favorise une utilisation efficace de l'énergie) selon une directive distincte qui permet de produire jusqu'à 1000 MW d'énergie de ce type. À la fin de 2013, l'OEO avait fourni 472,2 MW dans le cadre de cette directive. Ces projets ne sont pas comptabilisés dans les cibles provinciales d'économie d'énergie.

de rapport sur les progrès vers l'atteinte des cibles provisoires des PELT pour 2015, 2020, 2025, ni sur la cible de 2030. Bien que le CEO reconnaisse qu'il y a un certain mérite à appliquer une certaine latitude et à revoir les cibles lorsque les conditions changent, il est préoccupé par la menace que la révision pose à la reddition de comptes, particulièrement si elle amène les ministères à fixer des cibles seulement pour ensuite y apporter des modifications qui annulent les cibles existantes bien avant la date où elles devaient être évaluées. Cette attitude a pour effet de retirer l'exigence d'évaluer les progrès vers l'atteinte de la cible et de déterminer les liens de responsabilité dans les cas où la cible n'aurait pas été atteinte.

Les ministères qui évitent d'assumer leurs responsabilités mettent également en péril la reddition de comptes. Comme il est indiqué dans les rapports précédents, le CEO demeure préoccupé par l'attitude du ministère de l'Énergie qui continue de nier la nécessité d'élaborer une méthodologie pour mesurer les progrès vers l'atteinte de la cible fixée par le Conseil de la Fédération à l'occasion de sa réunion de 2008 (voir le tableau 6). Le ministère ne semble pas avoir l'intention de créer cette méthodologie afin de mesurer les progrès vers l'objectif d'amélioration de 20 %.

Le CEO est également troublé par l'inaction du ministère de l'Énergie en ce qui concerne l'engagement qu'il avait pris en 2007 d'élaborer une norme sur les carburants à faible teneur en carbone (tableau 6). Le CEO est d'avis que la déclaration répétée du ministère, qui affirme garder à l'œil les efforts de la Californie sans toutefois en faire autant pour résoudre ses propres questions techniques, ralentit l'adoption de carburants à faible teneur en carbone en Ontario. Il reste à présent moins d'années (6) pour respecter cette norme qu'il ne s'en est passé depuis que cet engagement a été pris il y a 8 ans lors de la signature d'un protocole d'entente avec la Californie pour sa mise en œuvre. Si la logique derrière l'inaction du ministère est fondée sur une analyse qui indique qu'une NCFTC est irréalisable, il est alors temps qu'il annule publiquement son engagement et qu'il réalise des réductions d'émissions de carbone comparables à l'aide d'autres politiques sur le transport.

Un autre exemple est l'interprétation du ministère des Transports par rapport à sa cible pour qu'en 2020 un véhicule sur vingt en Ontario soit un véhicule électrique (VE). Par les années passées, le ministère a laissé entendre que cette cible était davantage une vision qui ne devrait pas être considérée comme une donnée quantitative chiffrée. La dernière interprétation du ministère concernant la cible pour les VE est qu'il ne s'agit en fait pas d'une cible, ni même d'un but, mais plutôt d'un programme sans date butoir[170]. La révision des cibles après les faits vient miner la reddition de comptes.

Finalement, le CEO a remarqué que quelques légères modifications ont été apportées à la cible de réduction des émissions de GES que le gouvernement s'est fixée. Le Bureau d'écologisation de la FPO, créé en 2008 par le ministère des Services gouvernementaux pour aider le gouvernement à réduire son empreinte environnementale, s'est appliqué au cours des dernières années à s'assurer que le gouvernement réduira ses propres émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 19 % d'ici à 2014 par rapport à l'année de référence 2006. Toutefois, pour le rapport de cette année, le CEO a appris que le Bureau d'écologisation de la FPO a été réorganisé pour tomber sous la supervision du Secrétariat du Conseil du Trésor et qu'il progresse actuellement vers sa cible pour une réduction de 19 % de ses émissions de GES d'ici le 31 mars 2015. Il est essentiel que les cibles établies soient claires dès le départ afin de maintenir les liens de responsabilité, aussi est-il donc regrettable que la date de fin pour cette cible n'ait pas été déterminée clairement à l'origine. Néanmoins, le CEO a noté que les efforts appropriés sont déployés afin d'atteindre la cible que le gouvernement s'est fixée et il se penchera sur la question l'an prochain, après la date prévue.

3.2 CIBLES D'ÉCONOMIE DE GAZ NATUREL POUR LES DISTRIBUTEURS

3.2.1 INTRODUCTION

En 2013, les deux grands distributeurs de gaz naturel de l'Ontario, Enbridge Gas Distribution et Union Gas, ont continué d'offrir des programmes d'économie d'énergie à leurs clients. Les deux services possèdent un plan triennal (2012-2014) qui décrit la gamme de programmes offerts, les budgets permis pour chaque programme ainsi que les mesures incitatives et les cibles de rendement des distributeurs. Chaque distributeur a conçu son plan d'après le document *Demand Side Management Guidelines for Natural Gas Utilities* (les « *Lignes directrices* ») de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Par la suite, la Commission a approuvé les plans[171]. L'année 2013 est en plein milieu de la période que couvrent les plans. Par conséquent, les distributeurs ont apporté des changements mineurs aux programmes et ils ont fait décoller certains nouveaux présentés en 2012, mais ils n'ont pas fait de changements radicaux. Les *Lignes directrices* mises à jour sur les programmes d'économie d'énergie pour 2015-2020 sont en cours d'élaboration.

3.2.2 RÉSULTATS DES PROGRAMMES EN 2013 – LE RENDEMENT PAR RAPPORT AUX CIBLES

Les résultats d'Enbridge Gas Distribution et d'Union Gas en 2013 sur l'économie d'énergie figurent dans les tableaux 9 et 10, respectivement.[172]. Pour chaque distributeur, les résultats réels des programmes en 2013 sont présentés en comparaison des cibles définies dans les plans triennaux[173].

Les cibles d'économie d'énergie sont fixées pour chacune des trois catégories de programmes d'économie d'énergie que les services de distribution fournissent[174]. Puisque les distributeurs ont gagné de l'expérience dans la prestation des programmes qu'ils ont lancés pour la première fois en 2012, de nouvelles cibles ont été ajoutées pour 2013 et elles exigent un engagement ferme de la part des participants au programme. Par exemple, le programme d'Enbridge sur l'étiquetage énergétique des maisons encourage les courtiers immobiliers à inscrire des renseignements sur la consommation d'énergie sur la fiche de la propriété au moment de la vente. La mesure sur le rendement en 2012 pour ce programme est liée au nombre de courtiers immobiliers qui connaissent l'étiquetage énergétique. En 2013, une seconde cible a été ajoutée, pour le nombre réel de cotes d'évaluation de l'énergie domestique que les courtiers immobiliers ont inclus sur les fiches des propriétés (le programme d'Enbridge a raté cette cible sur toute la ligne). Dans le même ordre d'idées, le programme d'Enbridge sur les économies résidentielles grâce à la conception qui vise les nouvelles propriétés efficaces comprend désormais une cible sur le nombre réel de nouvelles maisons construites selon des normes supérieures d'efficacité énergétique, pas seulement sur le nombre de constructeurs qui y participent.

Tableau 9 : Résumé du rendement par rapport aux cibles d'économie d'énergie de 2013 – Enbridge Gas Distribution

Type de programme	Description de la cible	Progrès vers la cible	Pondération de la cible[175]
Acquisition des ressources (58 % du budget total)	972,6 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie grâce aux programmes d'économie de 2013 (sauf les programmes pour les ménages à faible revenu)	766,7 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie (79 % de la cible)	92 %
	Économies résidentielles majeures – 732 maisons ont reçu des améliorations majeures grâce à au moins deux grandes mesures d'économie d'énergie et atteignent des économies de gaz naturel de 25 % ou plus (en moyenne)	1 649 maisons ont reçu des améliorations majeures (225 % de la cible)	8 %
Ménages à faible revenu (23 % du budget total)	23,1 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie dans les maisons unifamiliales grâce aux programmes d'économie d'énergie de 2013 pour les ménages à faible revenu	32,9 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie (142 % de la cible)	50 %
	60 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie dans les édifices résidentiels à logements multiples grâce aux programmes d'économies d'énergie de 2013 pour les ménages à faible revenu.	27,3 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie (46 % de la cible)	45 %
	40 % des édifices résidentiels à logements multiples qui participent aux programmes d'économies d'énergie pour les ménages à faible revenu participent aussi au programme *Run it Right*	85 % des édifices résidentiels à logements multiples qui ont participé aux programmes d'économies d'énergie pour les ménages à faible revenu ont aussi participé au programme *Run it Right* (213 % de la cible)	5 %

Type de programme	Description de la cible	Progrès vers la cible	Pondération de la cible[175]
Transformation du marché (19 % du budget total)	Programme d'économies dans le milieu commercial grâce à la conception – 8 nouvelles constructions inscrites dans le programme sur la conception à haut rendement pour les édifices commerciaux, industriels et résidentiels à logements multiples	16 nouvelles constructions inscrites (200 % de la cible)	11,6 %
	Programme d'économies dans le milieu résidentiel grâce à la conception - 14 des 80 grands constructeurs de maisons inscrits dans le programme sur la conception à haut rendement pour les nouveaux édifices résidentiels bas	18 des 80 grands constructeurs inscrits (129 % de la cible)	27,2 %
	Programme d'économies dans le milieu résidentiel grâce à la conception - 900 nouvelles maisons construites dont le rendement énergétique est 25 % supérieur à celui du Code du bâtiment	967 nouvelles maisons construites dont le rendement énergétique est 25 % supérieur à celui du Code du bâtiment (107 % de la cible)	18,1 %
	Programme de récupération de la chaleur des eaux de drainage – 3 750 unités de récupération de la chaleur des eaux de drainage doivent être installées dans les nouvelles maisons	6 465 unités de récupération de la chaleur des eaux de drainage installées (172 % de la cible)	27,8 %
	Programme d'étiquetage domiciliaire – engagement de courtiers immobiliers responsables en tout d'au moins 5 000 propriétés à offrir un champ de données pour y noter l'information sur la cote énergétique des propriétés à vendre.	Les courtiers immobiliers responsables de 78 000 propriétés se sont engagés à offrir un champ de données pour y noter l'information sur la cote énergétique (1 560 % de la cible)	10,7 %
	Programme d'étiquetage domiciliaire – réalisation de 500 évaluations sur la cote énergétique	138 évaluations effectuées (28 % de la cible)	4,6 %

Source : Enbridge Gas Distribution, *2013 DSM Annual Report*, le 26 août 2014.

Remarque : Rouge : < 75 % de la cible; jaune : de 75 à 125 % de la cible; vert : > 125 % de la cible.

Tableau 10 : Résumé du rendement par rapport aux cibles d'économie d'énergie de 2013 – Union Gas

Type de programme	Description de la cible	Progrès vers la cible	Pondération de la cible
Acquisition des ressources (52 % du budget total)	853,1 millions de m3 d'économies de gaz naturel à vie grâce aux programmes d'économie de 2013 (sauf les programmes pour les ménages à faible revenu et ceux pour les grands consommateurs)	920,8 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie grâce (108 % de la cible)	90 %
	Économies résidentielles majeures – 160 maisons ont subi des améliorations majeures grâce à au moins deux grandes mesures d'économie d'énergie et atteignent des économies de gaz naturel de 25 % ou plus (en moyenne)	203 ont subi des améliorations majeures (127 % de la cible)	5 %
	Économies commerciales et industrielles majeures – 10,4 % de réduction dans la consommation de gaz (en moyenne) grâce aux projets d'économies sur mesure pour les clients commerciaux et industriels, par comparaison à la consommation de base des clients	9,0 % de réduction de la consommation de gaz naturel chez les participants (87 % de la cible)	5 %
Programmes pour les ménages à faible revenu (26 % du budget total)	26 millions de m3 d'économies de gaz naturel à vie dans les maisons unifamiliales grâce aux programmes d'économie d'énergie de 2013 pour les ménages à faible revenu	40,2 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie (155 % de la cible)	60 %
	17,6 millions de m3 d'économies de gaz naturel à vie dans les édifices résidentiels à logements multiples grâce programmes de 2013 pour les ménages à faible revenu	15,3 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie (87 % de la cible)	40 %
Transformation du marché (5 % du budget total)	8 meilleurs constructeurs résidentiels nouvellement inscrits au programme Optimum Home pour la conception de haut rendement des nouveaux édifices résidentiels bas	8 nouveaux constructeurs inscrits (100 % de la cible)	60 %
	30 % des constructeurs qui participent au programme Optimum Home ont construit au moins un prototype de maison	63 % des constructeurs participants ont construit au moins un prototype de maison (210 % de la cible)	40 %
Grands consommateurs (17 % du budget total)	200,6 millions de m3 d'économies de gaz naturel à vie chez les clients du programme de tarifs T1 grâce aux programmes d'économies de 2013	180,4 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie (90 % de la cible)	60 %
	1 095,3 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie chez les clients du programme de tarifs T2 et 100 grâce aux programmes d'économies de 2013	1 664,2 millions de m^3 d'économies de gaz naturel à vie (152 % de la cible)	40 %

Source : Union Gas, *Final Demand Side Management 2013 Annual Report*, le 4 novembre 2014.

Remarque : Rouge : < 75 % de la cible; jaune : de 75 à 125 % de la cible; vert : > 125 % de la cible.

Les cibles les plus importantes pour les distributeurs sont les économies de gaz naturel à vie réalisées grâce à leur série de programmes sur l'acquisition de ressources et les ménages à faible revenu[176]. La quantité d'économies

de gaz (divisée par secteur) que chaque distributeur a accumulée grâce aux programmes d'économie d'énergie de 2012 et de 2013 est décrite dans la figure 18. Les économies de gaz grâce aux programmes d'Enbridge de 2013 sont inférieures à celles de 2012 dans tous les secteurs, sauf dans le secteur résidentiel et elles sont bien inférieures aux cibles de 2013 d'Enbridge. Cette entreprise a remarqué que les prix relativement bas du gaz naturel ont forcé les consommateurs à miser davantage sur les projets d'économie d'électricité au détriment du gaz naturel. Dans le cas des programmes pour les ménages à faible revenu, la décision de l'organisme Toronto Community Housing d'interrompre temporairement la mise en œuvre des projets d'efficacité énergétique était en partie responsable des résultats inférieurs à ce qui avait été prévu. Union Gas a mieux réussi et elle a augmenté l'ensemble de ses économies de gaz en 2013, dont la part du lion revient aux programmes pour les grands consommateurs industriels. Les économies des programmes pour les clients résidentiels et commerciaux ont connu une croissance modeste et celles des programmes pour les ménages à faible revenu ont connu une légère chute.

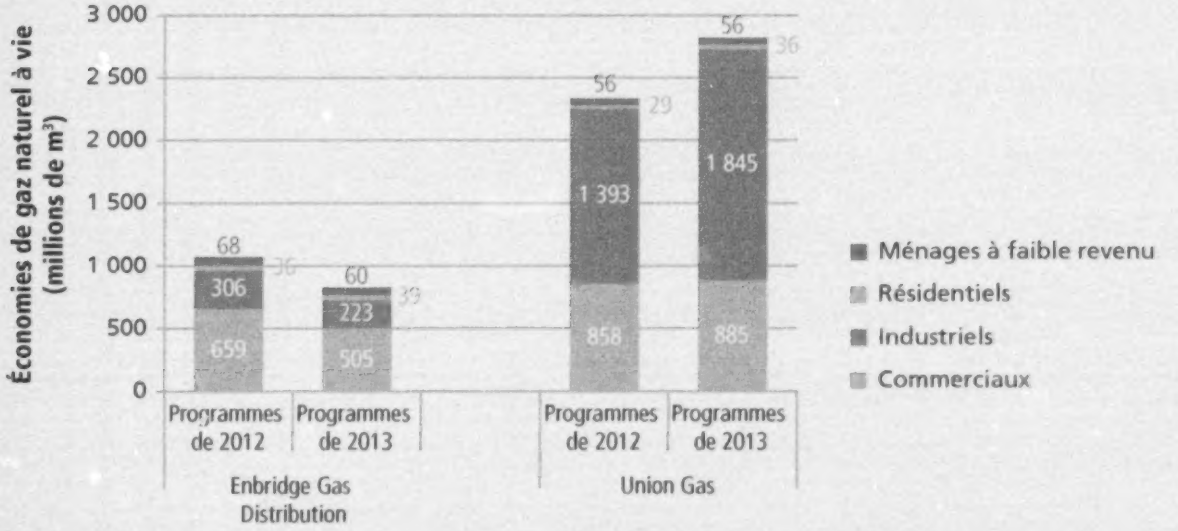
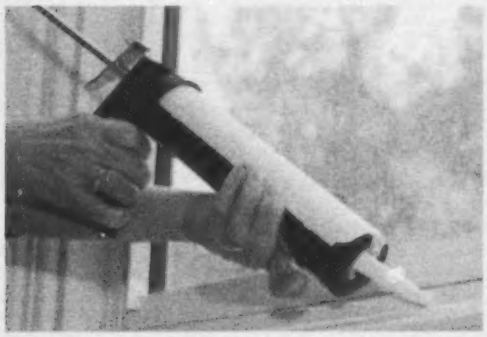


Figure 18 : Économies de gaz naturel à vie des programmes des distributeurs de 2012 et de 2013 par secteur

Remarque : Seules les économies des grands consommateurs industriels (catégories de tarifs T1, T2 et 100) sont comprises dans la catégorie « industriel » pour Union Gas. Les économies des petits consommateurs industriels sont dans la catégorie « commercial ».

Source : Enbridge Gas Distribution, *Annual DSM Reports*, 2012 et 2013; Union Gas, *Annual DSM Reports*, 2012 et 2013.



Chaque distributeur est admissible aux incitatifs sur le rendement d'après leur rendement par rapport aux cibles. Selon les résultats de 2013, les distributeurs seront admissibles à des incitatifs de 12,3 millions de dollars (4,5 millions de dollars pour Enbridge Gas Distribution et 7,8 millions de dollars pour Union Gas). Il s'agit d'un résultat décevant pour Enbridge, puisqu'elle pouvait toucher des incitatifs de 8,8 millions de dollars l'année précédente.

Les clients des distributeurs paient ces mesures incitatives financières lorsque le prix du gaz naturel change. Lorsque les distributeurs de gaz naturel déposent une demande à la Commission de l'énergie de l'Ontario pour toucher les incitatifs, leurs résultats peuvent alors être remis en question. En 2013, les incitatifs de 2011 pour Enbridge et Union ont tous deux été remis en question devant la CENO; un cas rare. La Commission a répondu en diminuant les incitatifs accordés à Enbridge et à Union pour les programmes de 2011 (voir la section 3.2.2.1 Améliorer la précision des résultats des projets d'économies sur mesure pour obtenir de plus amples renseignements).

3.2.2.1 AMÉLIORER LA PRÉCISION DES RÉSULTATS DES PROJETS D'ÉCONOMIES SUR MESURE

En 2013, la Coalition de l'énergie des écoles (CÉÉ) a remis en question la quantité d'économies d'énergie attribuées aux programmes d'économies de 2011 que déclaraient Union Gas et Enbridge Gas Distribution et elle a demandé à la CENO de réduire les incitatifs que touchaient les distributeurs[177].

L'inquiétude dans les deux cas portait sur les économies déclarées grâce aux projets sur mesure réalisées par les grands consommateurs industriels dans le cadre des programmes d'économie des distributeurs. La CÉÉ ne remet pas en question si oui ou non les activités d'économie d'énergie ont eu lieu, mais affirme deux choses; la première est que certains de ces projets auraient eu lieu avec ou sans l'aide des distributeurs et que les distributeurs le savaient; la deuxième est que les distributeurs ont surestimé la quantité d'économies d'énergie que ces projets ont générée (par comparaison à ce qui se serait passé sans l'aide des distributeurs).

La CENO a à sa disposition une procédure pour traiter ces deux points que les distributeurs doivent observer lorsqu'ils calculent les économies d'énergie. Par exemple, on utilise l'ajustement du taux d'adeptes inconditionnels pour les projets sur mesure qui réduit en effet la quantité d'économies déclarées de 54 % (selon le principe que ce pourcentage de clients aurait adopté les mesures d'économie d'énergie sans l'aide du distributeur). Dans la même veine, « des mesures efficaces sur la durée de vie » de l'équipement éconergétique sont en place pour estimer combien de temps ces mesures seront en place afin de ne pas exagérer les économies. Cependant, la CÉÉ a soutenu que ces valeurs ne devraient pas être utilisées si l'on a accès à des données précises et propres au projet et elle a également présenté des preuves pour plusieurs projets précis qui suggèrent que les hypothèses des distributeurs sont erronées et qu'elles surestiment la quantité d'économies que génère le distributeur.

La CENO est d'accord en général avec les arguments de la CÉÉ et elle est d'avis qu'Union n'a pas fait preuve de la diligence nécessaire dans l'évaluation du cas type, de la durée de vie réelle d'une mesure et de la persistance[178] et que la justification d'Enbridge sur la pertinence des références présumées et de la vie d'une mesure laissait à désirer[179]. La CENO a diminué les économies d'énergie attribuées aux projets d'économies sur mesure pour les grands consommateurs industriels d'Union Gas et d'Enbridge Gas Distribution, ce qui a réduit les incitatifs financiers d'Union Gas de 1,6 million de dollars et ceux d'Enbridge Gas Distribution de 0,7 million de dollars.

Puisque les distributeurs sont admissibles aux incitatifs financiers relativement au rendement de leurs programmes d'économie d'énergie, il est généralement accepté qu'une révision indépendante est nécessaire. La mise au point du processus s'est poursuivie au cours des dernières années. Le cadre actuel comprend plusieurs mesures de protection, notamment une vérification indépendante des résultats du distributeur, la participation des groupes de consommateurs de gaz naturel par l'entremise du comité de vérification et du comité d'évaluation technique et, finalement, la capacité de tout intervenant à avoir recours aux services de la CENO, comme c'était le cas ici. Les répercussions de la décision de la CENO seront vraisemblablement perçues dans la mise au point du processus de vérification. La vérification des résultats de 2013 d'Enbridge montre que la révision des hypothèses se resserre (et par le vérificateur, et par le comité de vérification) dans le cadre des projets sur mesure[180].

3.2.3 INNOVATION DANS L'ÉLABORATION DES PROGRAMMES D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

L'offre de programmes d'Enbridge et d'Union se raffine tous les ans. On décrit ci-dessous quelques tendances intéressantes dans les programmes de 2013.

Le bon fonctionnement – un pas vers l'économie d'énergie fondée sur le rendement

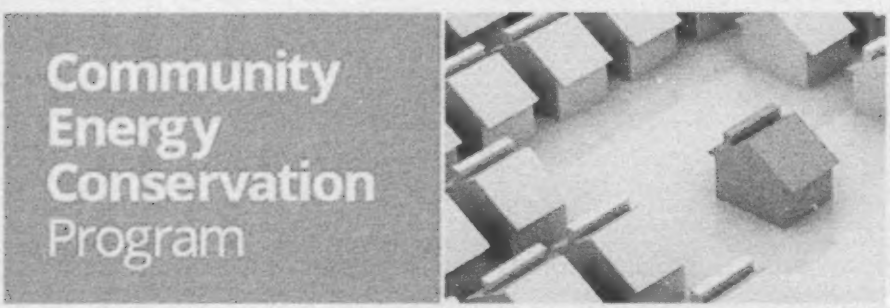
L'objectif du programme *Run it Right* d'Enbridge consiste à réaliser des économies d'énergie en amenant les gestionnaires d'immeubles commerciaux à adopter des changements à faibles coûts ou gratuits dans les pratiques de fonctionnement de l'immeuble. Les distributeurs ont eu de la difficulté à prouver la valeur des programmes qui s'appuient sur la modification des comportements des clients, parce que les économies d'énergie demeurent

souvent incertaines. Afin de régler le problème, Enbridge détermine les économies d'énergie du programme *Run it Right* en comparant la consommation d'énergie enregistrée des clients participants pendant une année avant et après que les améliorations aient été apportées. Cette méthode est plus précise que la façon traditionnelle de mesurer les économies d'énergie pour la plupart des programmes d'économie d'énergie qui s'appuient sur les hypothèses techniques pour estimer les économies.

Le programme *Run it Right* a été offert pour la première fois en 2012. En raison de l'exigence de mesurer les résultats après le projet, les économies des projets de 2012 ne sont comptées que maintenant. Enbridge a connu des difficultés avec sa méthode fondée sur les données pour mesurer les économies d'énergie. Par exemple, les économies moyennes accumulées grâce aux améliorations fonctionnelles dans le programme *Run it Right* se sont avérées inférieures à ce qui avait été prévu, et Enbridge et son vérificateur ne s'entendaient pas sur la façon d'ajuster les économies d'énergie déclarées pour tenir compte des autres facteurs susceptibles de causer des changements dans la consommation énergétique des édifices. Ce sont là de précieux apprentissages. La méthode de mesure du programme *Run it Right* pourrait donner lieu à un modèle d'économie fondé sur le rendement qui récompense de façon plus précise les distributeurs et les participants en fonction des économies réelles d'énergie.

La renaissance des programmes d'améliorations énergétiques domiciliaires

Depuis la fin en 2012 du programme écoÉNERGIE Rénovation du gouvernement fédéral (et des mesures incitatives complémentaires du gouvernement de l'Ontario), les mesures incitatives pour les grandes améliorations énergétiques (meilleure isolation et étanchéisation et meilleur chauffage de l'eau et des locaux, etc.) n'ont pas été accessibles pour les millions d'Ontariens qui habitent dans des maisons unifamiliales inefficaces. Les programmes d'améliorations énergétiques des distributeurs de gaz naturel grandissent et commencent à remplir cette niche, bien que le nombre de maisons atteintes demeure bien inférieur à celui du programme écoÉNERGIE Rénovation.



Enbridge offre un programme communautaire de rénovation qui offre des mesures incitatives aux propriétaires de maisons qui entreprennent au moins deux améliorations énergétiques majeures et réduisent leur consommation de gaz naturel de 25 %. Le programme n'est offert que dans certaines parties de la province, mais il a connu une croissance fulgurante : 1 649 maisonnées ont participé au programme en 2013, alors qu'elles n'étaient que 209 en 2012. En plus des incitatifs qu'offre Enbridge, les clients participants dans des secteurs de Toronto sont également admissibles au financement à faible taux d'intérêt par l'entremise du programme de prêt énergétique domiciliaire de Toronto (Home Energy Loan Program, HELP), qu'ils remboursent en taxes d'améliorations locales (TAL) à même leur facture de taxes foncières[181]. Si davantage de municipalités lancent des programmes fondés sur les TAL ou si les distributeurs de gaz naturel offrent le financement à même la facture (tel qu'il est proposé dans le document de travail *Priorité à la conservation de l'énergie* du ministère de l'Énergie), alors la participation aux programmes d'améliorations énergétiques pourrait s'accroître encore. Enbridge offre sans frais un programme similaire aux clients des ménages à faible revenu dans les édifices à logements unifamiliaux (les propriétés privées et les logements sociaux). Ce programme a touché 1 839 maisonnées en 2013, une hausse par rapport aux 1 107 participants de 2012.

Union offre des programmes semblables d'améliorations énergétiques pour les clients résidentiels (Home Reno Rebate) et les ménages à faible revenu (Helping Homes Conserve). Les deux programmes ont connu une croissance en 2013 (207 maisonnées ont participé au programme Home Reno Rebate en 2013, une hausse par rapport aux 96 de 2012; 1 974 maisonnées ont participé au programme Helping Homes Conserve en 2013, une hausse par rapport aux 1 755 ménages en 2012).

Comptes d'accès direct au financement pour économiser l'énergie pour les grands consommateurs industriels

En réponse aux commentaires des clients, Union a mis en œuvre un nouveau mécanisme en 2013 grâce auquel un grand consommateur (clients des catégories de tarifs T2 et 100, principalement des clients industriels) a son propre compte où il accède aux fonds pour investir dans les projets d'efficacité énergétique. Si un client ne dépense pas la totalité des fonds avant une certaine date, alors les fonds restants sont offerts à d'autres clients. Cette méthode encourage tous les grands consommateurs à accorder la priorité aux investissements dans l'efficacité énergétique. Au cours de la première année, 82 % des clients admissibles ont soumis des plans sur l'efficacité et ont eu accès au financement pour au moins un projet et 59 % des clients admissibles ont dépensé la totalité du budget.

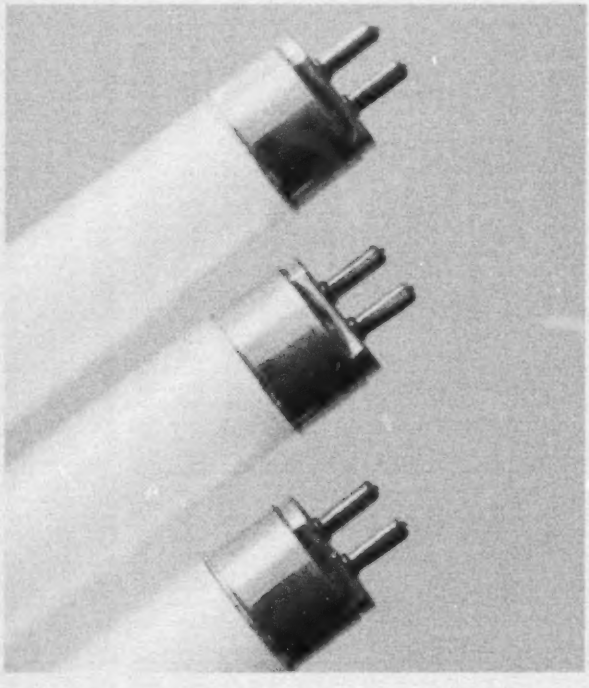
3.2.4 COÛT DU PROGRAMME ET RENTABILITÉ

Enbridge et Union ont dépensé 60 millions de dollars dans les programmes d'économie de gaz naturel en 2013 (27,8 millions pour Enbridge et 32,8 millions pour Union Gas). La Commission de l'énergie de l'Ontario détermine la quantité maximale d'argent que les distributeurs ont le droit de dépenser sur l'économie chaque année. Les distributeurs dépensent habituellement tout leur budget pour l'économie d'énergie chaque année, mais en 2013, Enbridge a laissé près de 4 millions de dollars dans le compte, ce qui est surprenant. Il ne peut toutefois être établi avec certitude qu'une meilleure commercialisation, une offre de programmes différente ou de meilleurs incitatifs auraient permis à davantage de participer aux programmes d'économie d'énergie d'Enbridge.

Les projets d'économie d'énergie que financent Enbridge et Union continuent d'offrir une bonne valeur pour la société. Chaque dollar dépensé sur l'efficacité énergétique (par les clients et les distributeurs ensemble) génère environ 2,43 $ en économies (principalement grâce aux économies sur le coût du gaz) pour les programmes d'Enbridge sur l'acquisition des ressources et 1,53 $ pour les programmes d'Enbridge offerts aux ménages à faible revenu, tel que le test du coût total des ressources le mesure. Les programmes d'Union étaient encore plus rentables; les économies moyennes en gaz se chiffraient à 3,83 $ par dollar dépensé dans les programmes d'efficacité énergétique[182].

3.3 CIBLES D'ÉCONOMIE D'ÉLECTRICITÉ DE 2014 DES ELD – TROISIÈME ANNÉE

3.3.1 INTRODUCTION



Le cadre d'économie d'électricité 2011-2014 attribue une cible d'économies cumulatives d'énergie et une cible de réduction de la demande de pointe à chaque ELD et il exige que l'OEO et les ELD travaillent ensemble à la conception et à la prestation des programmes d'économie d'énergie pour atteindre ces cibles. En tout, les cibles s'élèvent à 6 000 GWh d'économies d'énergie entre 2011 et 2014 et à une réduction de 1 330 MW de la demande de pointe en 2014.

Les résultats de la troisième année d'exploitation du programme, soit 2013, sont désormais accessibles et généralement positifs. Le CEO a déjà fait rapport à deux reprises sur les programmes offerts sous ce cadre, sur les politiques connexes et sur les questions d'ordre opérationnel[183]. Puisque ce cadre tire presque à sa fin et qu'il sera bientôt remplacé par le Cadre Priorité à la conservation de l'énergie 2015-2020 (voir la section 2.4), seul un résumé des résultats du programme de 2013 est présenté ici. Le CEO procédera à l'examen du cadre de 2011-2014 et de ses résultats dans son rapport de 2015.

3.3.2 RÉSULTATS DE 2013 DU PROGRAMME PROVINCIAL

saveONenergy™

Les résultats de 2013 de la série de programmes provinciaux d'économie d'électricité figurent dans le Tableau 11 : Économies supplémentaires par mesure des programmes provinciaux d'économie d'énergie de 2013. Ces projets sont commercialisés sous la bannière énergiconomies. Les résultats de 2012 et de 2013 sont tous deux présentés aux fins de comparaison entre les deux années. Une évaluation rapide des résultats globaux de 2012 et de 2013 montre que les économies d'énergie se sont grandement accrues, tout comme la réduction de la demande de pointe en 2013 comparativement à la réduction des années antérieures. Cependant, cette tendance est partiellement illusoire. La majorité des gains dans la réduction de la demande de pointe en 2013 est attribuable au renouvellement des contrats du programme 3 de réponse à la demande négociés à l'origine avant le cadre de 2011-2014 (auparavant, ces économies n'étaient pas comptées dans les cibles de 2014, mais elles ne sont pas vraiment nouvelles) et une part considérable des économies d'énergie comptées dans les cibles de 2013 sont en réalité des « ajustements » aux projets de 2012 qui ont été déclarés en retard. En tenant compte de ces facteurs, le portrait se fait plutôt nuancé, mais il demeure positif : augmentation légère du dynamisme des programmes et des économies d'énergie générales; certains programmes gagnent de la vitesse, alors que d'autres en perdent.

Tableau 11 : Économies supplémentaires par mesure des programmes provinciaux d'économie d'énergie de 2013

Mesure	Économies supplémentaires d'énergie (nettes) (GWh)		Réduction supplémentaire de la demande (nette) (MW)		Participation	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Programmes pour les consommateurs						
Retrait d'appareils électroménagers (Collecte des réfrigérateurs et des congélateurs)	13,4	8,7	2,0	1,4	34 146 appareils	20 952 appareils
Échange d'appareils électroménagers	1,0	2,0	0,6	1,1	3 836 appareils	5 337 appareils
Incitatifs CVC (Incitatif chauffage et climatisation)	32,8	33,9	19,1	19,5	87 427 installations	91 581 installations
Livret de coupons pour produits éconergétiques	1,4	7,7	0,2	0,5	30 891 produits	346 896 produits
Événement semestriel chez les détaillants	26,8	17,2	1,5	1,2	1 060 901 produits	944 772 produits
Nouvelle construction résidentielle	0,0	0,2	0,0	0,0	19 maisons	86 maisons
Programme résidentiel de réponse à la demande (*peaksaver*)*	0,4	0,4	49,0	93,1	98 388 dispositifs	171 733 dispositifs
Programme résidentiel de réponse à la demande (dispositif d'affichage intérieur)	0,0	0,0	0,0	0,0	49 689 dispositifs	133 657 dispositifs
Consommateurs – tous les projets	**75,8**	**70,0**	**72,4**	**116,9**		
Programmes pour les entreprises						
Modernisation	314,9	345,3	61,1	59,7	6 134 projets	8 785 projets
Installation directe d'appareils d'éclairage	57,3	64,3	15,3	18,3	18 691 projets	17 782 projets
Vérification énergétique	7,0	15,4	1,5	2,8	345 vérifications	319 vérifications
Nouvelle construction	1,8	5,0	0,8	1,6	69 édifices	86 édifices
Réponse à la demande – petits consommateurs commerciaux (*peaksaver*)*	1,0	0,4	0,2	0,8	294 dispositifs	1 211 dispositifs
Réponse à la demande – petits consommateurs commerciaux (dispositif d'affichage intérieur)	0,0	0,0	0,0	0,0	0 dispositif	378 dispositifs

Mesure	Économies supplémentaires d'énergie (nettes) (GWh)		Réduction supplémentaire de la demande (nette) (MW)		Participation	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Programme 3 de réponse à la demande*	0,3	0,3	19,4	23,7	151 établissements	175 établissements
Entreprises – tous les projets	**381,4**	**430,4**	**98,2**	**107,3**		
Programmes industriels						
Modernisation des procédés et des systèmes	0,0	2,6	0,0	0,3	0 projet	3 projets
Programme 3 de réponse à la demande*	1,8	4,3	74,1	162,5	185 établissements	281 établissements
Gestionnaire d'énergie	7,4	22,0	1,1	3,6	42 projets	205 projets
Industriels – tous les projets	**9,2**	**28,9**	**75,1**	**166,4**		
Programmes pour les ménages à faible revenu						
Programmes pour les ménages à faible revenu	5,4	21,0	0,6	2,4	5 033 maisons	26 756 maisons
Programme pour les Autochtones						
Ménages à faible revenu	0,0	1,6	0,0	0,3	0 maison	584 maisons
Autres données						
Économies grâce aux programmes	1,2	4,1	2,3	3,7	56 projets	13 projets
Programmes en place avant 2011						
Programmes en place avant 2011**	11,9	3,5	3,3	0,8	69 projets	4 projets
Ajustements des résultats déclarés						
Ajustements des résultats précédents***	18,7	43,7	1,4	6,9		
Tous les programmes provinciaux	**503,6**	**603,3**	**253,3**	**404,5**		

Remarques :

* Chaque année, on réaffecte les résultats pour les deux mesures de réponse à la demande (*peaksaver* et programme 3 de réponse à la demande). Essentiellement, les résultats supplémentaires de 2013 pour ces deux mesures comprennent les retombées des activités de 2011, de 2012 et de 2013, ce qui n'est pas le cas pour les autres mesures décrites dans le présent tableau.

** Les « programmes en place avant 2011 » comprennent les programmes suivants : programme d'incitation à l'amélioration énergétique, programme pour les nouvelles constructions à haut rendement, programme de remises pour l'efficacité énergétique des édifices à logement multifamiliaux et le programme de Toronto.

*** Les « ajustements » font référence aux corrections mineures apportées aux résultats déclarés des programmes des années précédentes. Les résultats déclarés auparavant peuvent varier légèrement surtout en raison de la déclaration tardive des données. Les statistiques de 2012 sur la « participation » de chaque projet tiennent compte des ajustements. Cependant, les économies d'énergie et la réduction de la demande qui découlent de ces ajustements ne sont pas assignées à chacun des projets, mais elles sont inscrites dans la cellule « Ajustements des résultats précédents ».

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

De nombreux nouveaux clients résidentiels se sont inscrits au programme *peaksaver* PLUS, qui diminue la pression sur le réseau d'électricité durant les journées très chaudes en réduisant brièvement la demande des appareils électroménagers résidentiels qui consomment beaucoup d'énergie, comme les climatiseurs et les chauffe-eau électriques. Les participants au programme reçoivent un afficheur d'énergie pour faire le suivi sur la consommation d'électricité et la réguler. L'OEO a mené une analyse selon laquelle les afficheurs intérieurs d'énergie n'ont pas eu une incidence mesurable sur la réduction de la consommation d'électricité, bien qu'ils aient convaincu de nombreux consommateurs de s'inscrire au programme *peaksaver* PLUS. Les mesures sur l'utilisation des diodes émettrices de lumière (DEL) hautement efficaces ont été présentées en 2013 et elles se sont révélées prisées tant chez les consommateurs résidentiels (achetées grâce aux coupons et aux événements des détaillants) que chez les petites entreprises (programme sur l'installation directe d'appareils d'éclairage).

La participation au programme pour les ménages à faible revenu, qui met à niveau l'efficacité électrique des maisonnées à faible revenu gratuitement pour les participants, a quintuplé pour atteindre 27 000 foyers en 2013. L'OEO a aussi commencé à offrir un programme semblable (Programme pour les Autochtones) à certaines communautés des Premières nations en 2013.

Comme par les années passées, les programmes pour les entreprises offerts aux clients commerciaux et institutionnels comptaient pour la majorité des économies d'énergie générales des programmes d'économies d'électricité. La participation au projet d'améliorations énergétiques, qui offre des incitatifs pour améliorer l'efficacité énergétique (particulièrement les améliorations de l'éclairage) dans les édifices commerciaux et institutionnels, a bondi de plus de 40 %. L'ajout des technologies de DEL et l'élévation des mesures incitatives ont aidé la mesure d'installation directe d'appareils d'éclairage à continuer de faire de nouveaux adeptes, malgré les inquiétudes des ELD selon qui le marché pour cette mesure s'approchait de la saturation. La mesure sur les nouvelles constructions, axée sur les nouveaux édifices commerciaux à haute efficacité, a trouvé peu de preneurs parmi les constructeurs; c'était aussi le cas pour le même programme dans le secteur résidentiel.

Dans le secteur industriel, 2013 a connu une croissance encourageante dans les économies que les gestionnaires d'énergie ont atteintes. Ces derniers peuvent s'occuper d'un seul établissement ou être à l'emploi d'une ELD et déployés sur l'ensemble de son territoire de service. Les gestionnaires d'énergie aident les entreprises à générer des économies en trouvant les améliorations de l'efficacité énergétique à apporter aux immobilisations et pour lesquelles il existe du financement. Ils enseignent aux entreprises à mettre en œuvre des améliorations fonctionnelles à faible coût qui n'exigent pas de s'appuyer sur une mesure incitative. En comparaison au succès de la mesure sur les gestionnaires d'énergie, seuls trois projets ont été terminés en 2013 grâce au programme de modernisation des procédés et des systèmes qui offre des incitatifs pour investir dans l'efficacité énergétique aux clients industriels raccordés au réseau de distribution. Bien qu'il s'agisse d'une amélioration par rapport à 2012, année où aucun projet n'a été réalisé, le résultat demeure décevant.

Dépenses et rentabilité des programmes

Les dépenses liées aux programmes provinciaux d'économie d'électricité sont décrites dans le tableau 12 et elles ont totalisé 290,9 millions de dollars en 2013; il s'agit d'une forte augmentation par rapport à 2012 (177,1 millions de dollars). La majorité de la croissance des dépenses (100 millions sur la hausse de 114 millions) a été versée directement aux participants aux programmes d'économies d'énergie, surtout aux entreprises, sous forme d'incitatifs et de soutien connexe; le reste a été attribué aux coûts élevés d'administration. Ce sont tous les abonnés à l'électricité qui assument les dépenses dans les programmes d'économies d'énergie par l'entremise d'une portion relativement petite (environ 3 %) des frais d'ajustement général[184].

Tableau 12 : Dépenses liées aux programmes provinciaux d'économie d'énergie en 2013

Programme	Services liés au programme central (OEO) ($)	Mesures incitatives pour les consommateurs, financement par les participants et renforcement des capacités ($)	Coûts d'administration des ELD (budget d'administration du programme) ($)	Total des frais réels ($)
Consommateurs	7 088 654	72 249 999	24 076 180	103 414 833
Entreprises	2 169 213	98 104 239	28 733 641	129 007 093
Industries	14 474 019	21 626 996	5 447 101	41 548 117
Ménages à faible revenu	174 011	12 176 153	4 000 076	16 350 239
Autochtones	529 268	87 651	0	616 919
Total – Tous les programmes provinciaux	**24 435 165**	**204 245 038**	**62 256 997**	**290 937 200**

Remarque : * Les services liés au programme central comprennent la prestation du programme, l'évaluation, la mesure et la vérification, la mise en marché, les campagnes de sensibilisation, le soutien informatique, le centre d'appel ainsi que les services de révision technique et d'établissement.

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

Le tableau 13 présente la rentabilité des programmes provinciaux d'économies d'énergie de 2011 à 2013. On emploie deux tests pour calculer la rentabilité. Les deux tests comparent les avantages des programmes pendant la durée de leur vie (principalement grâce aux économies de coûts associées à la consommation réduite d'électricité) et les coûts, mais ils le font de deux points de vue différents. Le test du coût total des ressources évalue les répercussions sur tous les partis, y compris sur les abonnés au service et sur les participants au programme. Le test du coût à l'administrateur de programme tient compte des coûts et des avantages du point de vue de l'administrateur du programme (l'OEO). Pour les deux tests, un rapport supérieur à un (1) signifie que les avantages du programme d'économie d'énergie surpassent les coûts. La gamme de programmes provinciaux d'économie d'énergie est rentable d'après les deux tests, ce qui est une exigence du cadre d'économie d'énergie. Cependant, la rentabilité des programmes pour les différents secteurs varie considérablement. L'OEO s'attend à ce que la rentabilité des programmes industriels s'améliore au fil des nouveaux projets d'économie d'énergie à venir. Ces analyses sur les coûts et sur les avantages ont été réalisées avant que le ministre ne remettre en octobre 2014 la directive de modifier le test du coût total des ressources pour qu'il tienne compte d'une valeur pour les avantages de l'économie non liés à l'énergie (p. ex., les avantages environnementaux). Si on avait utilisé la nouvelle méthodologie, les rapports du test du coût total des ressources décrits dans le tTableau 13 : Rentabilité des programmes provinciaux d'économie d'énergie de 2011 à 2013 seraient légèrement supérieurs.

Le tableau 13 montre aussi le coût actualisé de mise en œuvre des mesures d'économie d'énergie. En ce qui a trait aux programmes d'efficacité énergétique, il s'agit du coût (du point de vue de l'administrateur du programme) pour économiser une unité d'électricité grâce aux programmes d'économie d'énergie, ce qui permet de le comparer au coût de la production d'une même unité d'électricité. Dans le cas des programmes de réponse à la demande, le coût actualisé est le coût pour réduire une unité de la demande de pointe, ce qui permet de faire une comparaison entre ce coût et celui pour construire une nouvelle centrale d'électricité pour répondre à la demande de pointe. Le coût actualisé des programmes d'efficacité énergétique de 2011 à 2013 était de 3,7 cents par kilowattheure, ce qui est bien inférieur à toute nouvelle forme de production d'électricité.

Tableau 13 : Rentabilité des programmes provinciaux d'économie d'énergie de 2011 à 2013

Programme	Test du coût total des ressources Rapport avantage : coût	Test du coût à l'administrateur de programme Rapport avantage : coût	Coût actualisé de mise en œuvre	
			Efficacité énergétique (¢/kWh)	Réponse à la demande ($/MW-mois)
Consommateurs	1,1	1,5	5,5	14 745 (*peaksaver* PLUS)
Entreprises	1,3	2,8	3,0	n.d.
Industries	0,8	1,0	11,0	9 776 (programme 3 de réponse à la demande)
Ménages à faible revenu	0,6	0,6	11,5	n.d.
Total – Tous les programmes provinciaux	**1,**	**2,1**	**3,7**	**13 469**

Remarques : Les résultats des programmes pour les consommateurs comprennent aussi les commerces qui participent à la mesure de réponse à la demande résidentielle; les résultats des programmes pour les entreprises comprennent également les industries qui profitent de la mesure sur les rénovations; les résultats du programme industriel comprennent aussi les commerces qui participent au programme 3 de réponse à la demande. On calcule les coûts actualisés de la prestation du point de vue de l'administrateur du programme; ces coûts excluent les coûts supplémentaires pour les clients dans une mesure d'économie d'énergie.

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

3.3.3 PROGRÈS PAR RAPPORT AUX CIBLES DE 2014

Les résultats des programmes d'économie d'énergie de 2011, de 2012 et de 2013 (ainsi que ceux de 2014, dont les résultats ne sont pas connus encore) sont comptabilisés dans les cibles de 2014. Les cibles provinciales agrégées pour toutes les ELD sont des économies d'énergie cumulatives de 6 000 GWh (environ 1 % de la consommation d'électricité totale prévue pour les quatre années) et une réduction dans la demande provinciale de pointe de 1 330 MW (environ 5 % dans la demande de pointe du réseau ontarien). Les figures 19 et 20 montrent les progrès accomplis par rapport aux cibles.

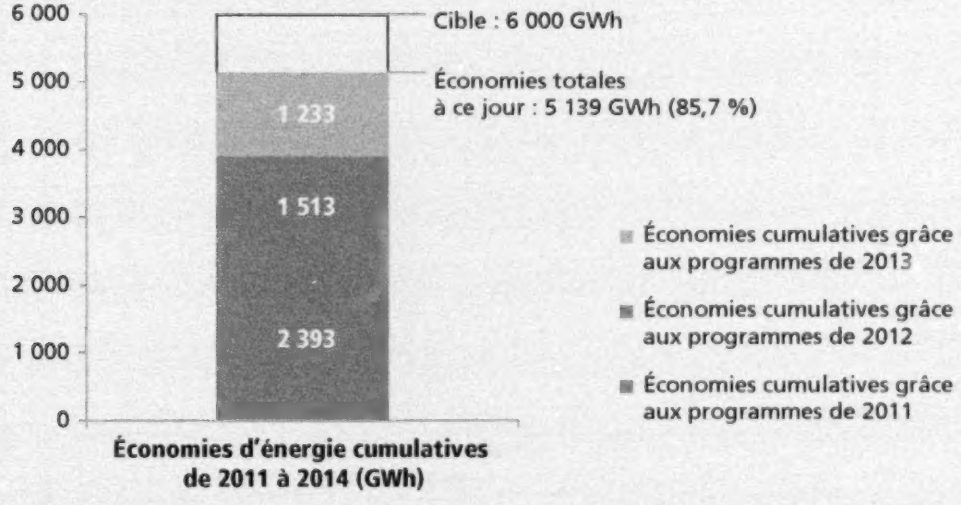


Figure 19 : Progrès dans l'ensemble de la province vers l'atteinte des cibles d'économies d'énergie de 2014

Remarque : Les résultats de 2012 et de 2013 comprennent les ajustements mineurs aux résultats vérifiés des années précédentes.

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

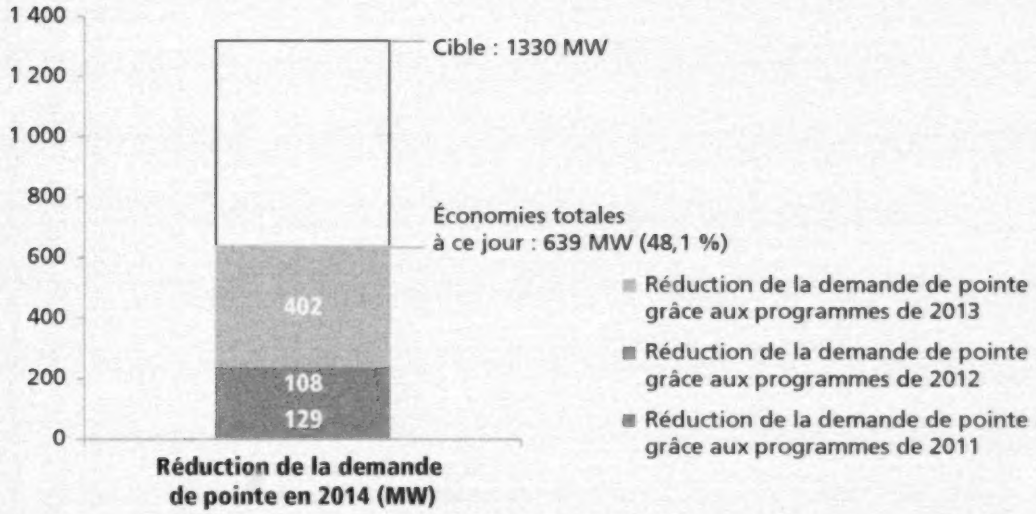


Figure 20 : Progrès dans l'ensemble de la province vers l'atteinte des cibles de réduction de la demande de pointe de 2014

Remarque : La baisse de la demande de pointe de 2014 de 402 MW suppose que tous les clients des programmes de réponse à la demande (programme 3 de réponse à la demande et réponse à la demande résidentielle) demeurent inscrits en 2014.

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

Comme le montre la figure 19, les ELD de l'Ontario ont au total atteint environ 86 % de la cible d'économe d'énergie de 2014. En raison de la nature cumulative de cette cible, où les économies atteintes dans les premières années du cadre obtiennent une pondération supérieure, les ELD sont en voie de s'approcher de leur cible, mais elles la rateront de peu, malgré les excellents résultats du programme de 2013[185]. Elles ont atteint moins de la moitié de la cible de réduction de la demande de pointe en 2013, alors il est invraisemblable qu'elles atteignent cette cible.

Les résultats ne comprennent pas les économies d'énergie, ni la réduction de la demande de pointe grâce à la tarification selon l'heure de la consommation. L'OEO évalue les répercussions de cette tarification et, jusqu'à présent, elle a déterminé que peu ou pas d'économies d'énergie découlent de cette mesure, mais qu'elle aurait une petite incidence sur la réduction de la demande de pointe, tel qu'il est présenté à la section 2.7. L'OEO a l'intention de raffiner son évaluation et de fournir une estimation des répercussions de la tarification selon l'heure de la consommation sur les résultats de 2014. L'incidence de cette tarification sur la réduction de la demande de pointe pourrait être aussi importante que plusieurs centaines de MW, mais il est invraisemblable qu'elle procure une quantité suffisamment grande pour que les ELD atteignent la cible agrégée de 2014 sur la réduction de la demande de pointe.

3.3.4 RÉSULTATS DES ELD

Les progrès de chacune des ELD vers leur cible de 2014 sont présentés dans la figure 21, au 31 décembre 2013. Les grandes ELD sont regroupées autour de la moyenne des cibles atteintes, alors que les petites ELD sont réparties aux deux extrémités du spectre. L'annexe B présente les résultats chiffrés complets pour chaque ELD.

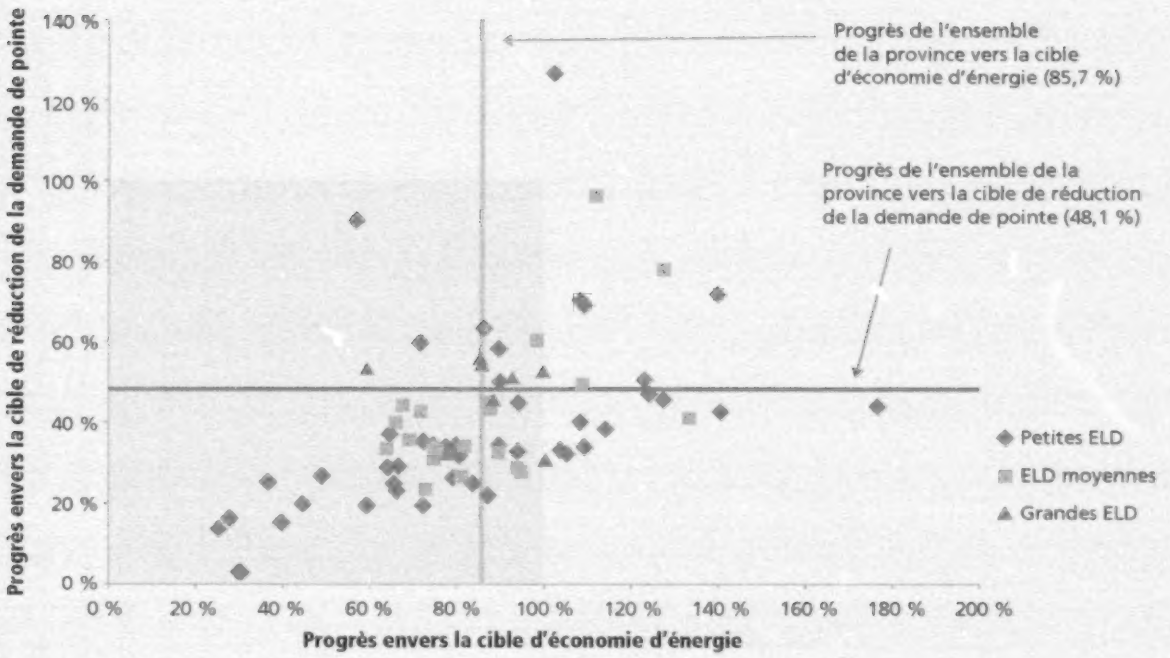


Figure 21 : Progrès des ELD vers l'atteinte des cibles d'économie d'énergie de 2014, au 31 décembre 2013

Remarque : Les progrès pour atteindre la cible sur la demande de pointe laissent supposer que les économies des programmes de réponse à la demande perdureront jusqu'en 2014. Les « petites ELD » ont une cible d'énergie qui représente moins de 0,5 % des cibles agrégées de 2014 pour les ELD, celles de taille « moyenne » ont une cible d'énergie qui représente entre 0,5 % et 2 % des cibles agrégées et les « grandes ELD », une cible de plus de 2 % de la cible d'énergie agrégée.

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

Dix-neuf ELD ont déjà atteint leur cible d'énergie et possiblement un nombre égal d'autres ELD ont au moins une chance d'atteindre leur cible d'ici la fin de 2014. D'un autre côté, seule une ELD (Welland Hydro) a atteint sa cible sur la réduction de la demande de pointe.

Les changements que l'on a apportés au programme 3 de réponse à la demande ont eu une incidence sur les progrès pour atteindre la cible sur la demande de pointe. L'OEO a diminué les incitatifs de ce projet dans des parties de la province où la valeur de la réponse à la demande pour le réseau d'électricité était inférieure. Selon certaines ELD dans ces domaines, il a été difficile d'attirer des clients en raison des montants inférieurs des incitatifs. De plus, la directive du ministère de l'Énergie visant à faire passer la réponse à la demande de l'OEO à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité empêchera l'OEO d'offrir de nouveaux contrats à long terme pour ce programme[186]. Ces deux décisions sont approuvées d'une solide justification, mais il faut souligner leurs effets sur la capacité des ELD à atteindre les cibles sur la réduction de la demande de pointe.

Il est clair que de nombreuses ELD rateront une cible de 2014 ou les deux, ce qui fait qu'elles enfreindront les conditions d'obtention des permis que la Commission de l'énergie de l'Ontario leur a remis.

3.3.5 NOUVEAUX PROGRAMMES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

Lorsque le cadre d'économie d'énergie de 2011 à 2014 a été conçu, il a été présumé que les nouveaux programmes sur mesure que les ELD ont conçus (et que la Commission a approuvés) allaient grandement favoriser l'atteinte des cibles d'économies aux cibles d'économie d'énergie et de réduction de la demande de pointe, mais ce ne fut pas le cas. Aucun programme sur mesure n'a été approuvé en 2011 ni en 2012 en partie parce que les ELD avaient de la difficulté faire progresser les demandes pour les programmes dans le processus de révision de la Commission. Cependant, en 2013, l'entreprise PowerStream a reçu l'approbation de la Commission de financer le Programme d'encouragement à la réfrigération commerciale, qui permet aux petites entreprises clientes

d'avoir accès à une vérification et à un incitatif pour mettre à niveau les appareils de réfrigération inefficaces. Ce programme a été lancé en septembre 2013. PowerStream a perçu un intérêt immédiat : 286 entreprises se sont inscrites au programme avant la fin de 2013. Seules six entreprises ont fait des mises à niveau avant la fin de l'année, alors les économies de ce programme en 2013 ne sont pas substantielles. Toutefois, le programme produira des économies en 2014[187].

Aucune autre demande de programme sur mesure n'a été soumise à la Commission aux fins d'évaluation, même si de nombreuses ELD continuent de façon active les projets pilotes d'économie d'énergie grâce au Fonds d'économie d'énergie que gère l'OEO qui fournit de petites sommes en guise de soutien financier aux projets novateurs d'économie d'électricité. L'OEO remarque que les ELD ont déposé dix-sept propositions différentes à divers stades de développement. Les projets pilotes qui ont atteint le marché sont les suivants : le programme GridSaver de Toronto Hydro qui s'appuie sur les thermostats programmables pour réguler les unités de climatisation sur les toits des édifices commerciaux afin de réduire la demande de pointe; le programme Rush Hour Rewards de Cambridge and North Dumfries Hydro qui utilise un thermostat intelligent de Nest qui apprend les habitudes de consommation d'énergie, les surveille et les ajuste pour chauffer et refroidir les locaux des clients résidentiels; le projet pilote de Niagara Peninsula Energy pour déplacer la charge des véhicules électriques.

3.3.6 RÉSULTATS DES PROGRAMMES PROPRES À L'OEO

L'OEO exploite également plusieurs programmes d'économie d'énergie sans la participation des ELD. Ces programmes sont conçus pour les grands consommateurs (principalement les établissements industriels) raccordés directement au réseau de transport, non pas au réseau de distribution d'une ELD.

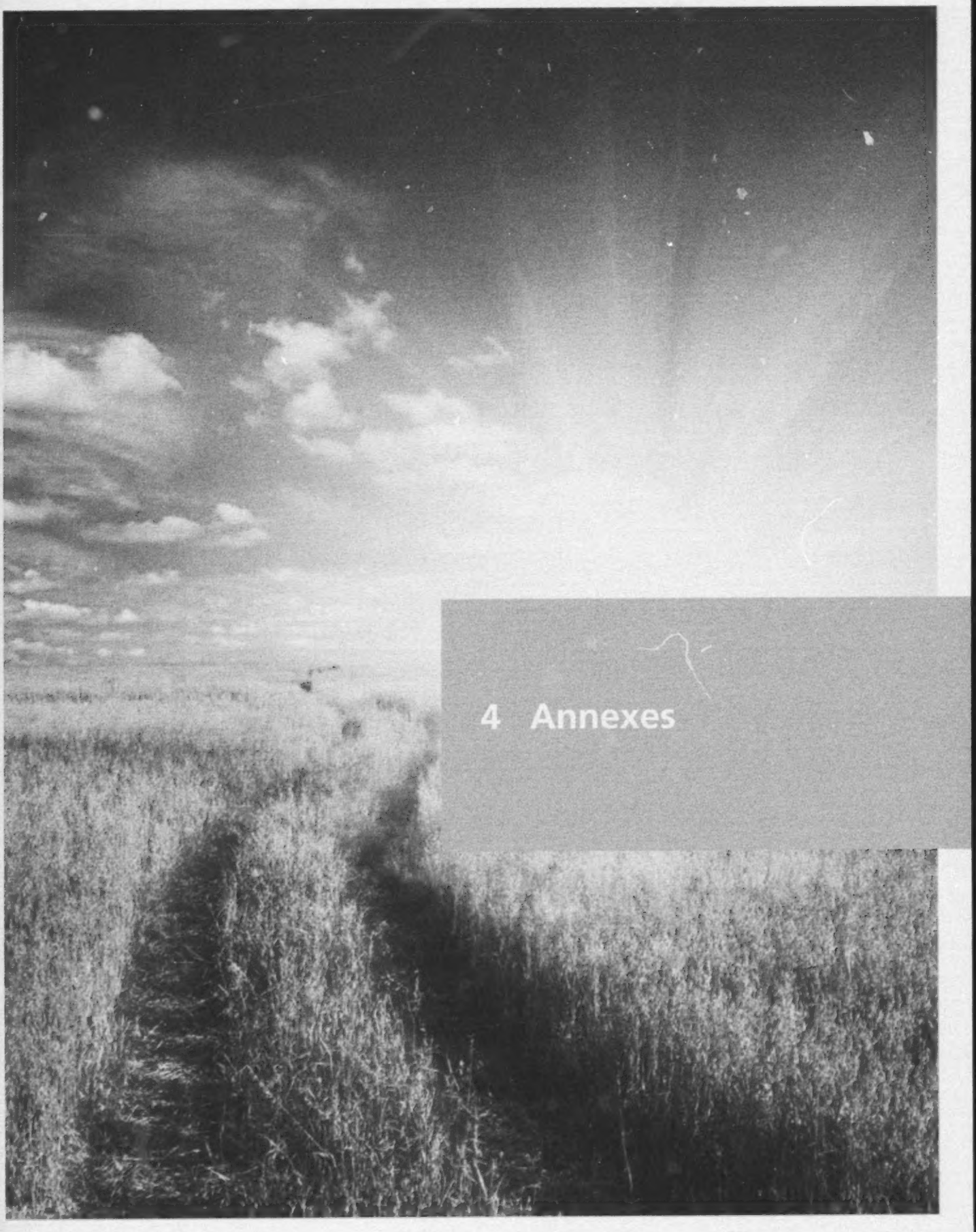
Le principal programme propre à l'OEO est le Programme d'accélération pour le secteur industriel qui soutient les grands investissements pour améliorer l'efficacité énergétique des procédés industriels[188]. Chaque année depuis son lancement en 2010, le Programme d'accélération pour le secteur industriel n'a pas produit de résultats, même s'il offre des incitatifs très élevés qui couvrent jusqu'à 70 % du coût total d'un projet. Malgré ce terne résultat, en juillet 2014, le ministre de l'Énergie a remis une autre directive à l'OEO pour qu'elle prolonge ce programme jusqu'en 2020, dont l'année correspond à la période du nouveau cadre du programme Priorité à la conservation de l'énergie pour les ELD[189]. Cette directive définit aussi une cible sur les économies d'énergie pour ce programme : 1,7 TWh d'économies d'ici 2020, ce qui correspond environ au quart des économies prévues pour l'ensemble des programmes des ELD pour 2015-2020 et ce chiffre est plus d'un ordre de grandeur au-dessus des économies que le programme a accumulées à ce jour.

Le tableau 14 présente les résultats de 2012 de tous les programmes propres à l'OEO. Ces résultats ne sont pas comptabilisés dans les cibles des ELD de 2011-2014, mais elles sont comptées dans le Plan énergétique à long terme de 2032 décrit dans la section 2.3. Les dépenses totales des programmes propres à l'OEO en 2012 étaient de 56,3 millions de dollars, ce qui comprend les dépenses dans les programmes décrits ci-dessous et 3,3 millions de dollars pour le Fonds d'économie d'énergie. La réduction de la demande de pointe du programme 3 de réponse à la demande a chuté de plus de 100 MW par rapport à sa valeur de 248,8 MW en 2012, parce que de nombreux contrats du programme 3 de réponse à la demande qui comptaient auparavant dans les résultats des programmes propres à l'OEO ont été renouvelés en 2013, et les économies de ces contrats sont désormais comptabilisées dans les résultats des programmes provinciaux des ELD.

Tableau 14 : Économies supplémentaires tirées des programmes propres à l'OEO de 2013

Programme	Économies d'énergie supplémentaires (nettes) (GWh)	Réduction supplémentaire de la demande de pointe (nette) (MW)
Programme d'accélération pour le secteur industriel	8,0	0,7
Programme 2 de réponse à la demande	73,9	53,6
Programme 3 de réponse à la demande	2,3	130,9
Programme résidentiel de réponse à la demande (*peaksaver*)[190]	0,2	39,8
Tous les programmes propres à l'OEO	**84,4**	**225,0**

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.



4 Annexes

ANNEXE A : LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN ONTARIO

Le CEO a la responsabilité de faire rapport sur les progrès des activités du gouvernement pour réduire la consommation d'électricité, de gaz naturel, de propane, de pétrole et de carburants de transport ou en faire une utilisation efficace. Tout au long de 2013 et de 2014, le gouvernement a continué de mettre en premier lieu l'accent sur les politiques et les projets pour réduire la consommation d'électricité de l'Ontario (voir figure 1). Cependant, comme le met en évidence l'analyse qui suit, l'électricité représente seulement un peu plus du cinquième de la demande énergétique totale de l'Ontario par type d'énergie.

L'annexe qui suit donne une mise à jour sur la consommation énergétique de l'Ontario d'après les statistiques sur la consommation d'énergie tirées du *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (BDEE)* et des tableaux supplémentaires de Statistique Canada[191].

Les changements méthodologiques aux enquêtes qui fournissent les renseignements au BDEE[192] ont été décrits dans un rapport précédent du CEO[193] et ils sont incorporés dans l'analyse suivante. Depuis la publication du *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2012* du CEO, Statistique Canada a publié les données révisées pour l'année civile 2011[194]. Le présent rapport présente les données mises à jour pour 2011 ainsi que les données préliminaires de 2012 et on y analyse les statistiques sur la consommation d'énergie de l'Ontario pour les deux années civiles.

Analyse

La demande en énergie de l'Ontario en 2012 (selon les données préliminaires) était de 2 405 pétajoules (PJ), soit 4 % de moins que celle de 2011. La figure 22 montre la répartition de la demande d'énergie par type de carburant pour l'Ontario en 2011 et en 2012. En 2012, le gaz naturel et les carburants de transport représentaient 67 % de la demande énergétique totale (1 % de moins qu'en 2011). Quant à la demande en électricité, elle représentait environ 20 % de la demande énergétique totale ontarienne pour chaque année. Le propane, le mazout et les autres carburants[195] représentaient environ 10 % de la demande générale de l'Ontario en 2011 et en 2012. Ces tendances proportionnelles sont pratiquement identiques à celles observées entre 2007 et 2010 (Tableau 15).

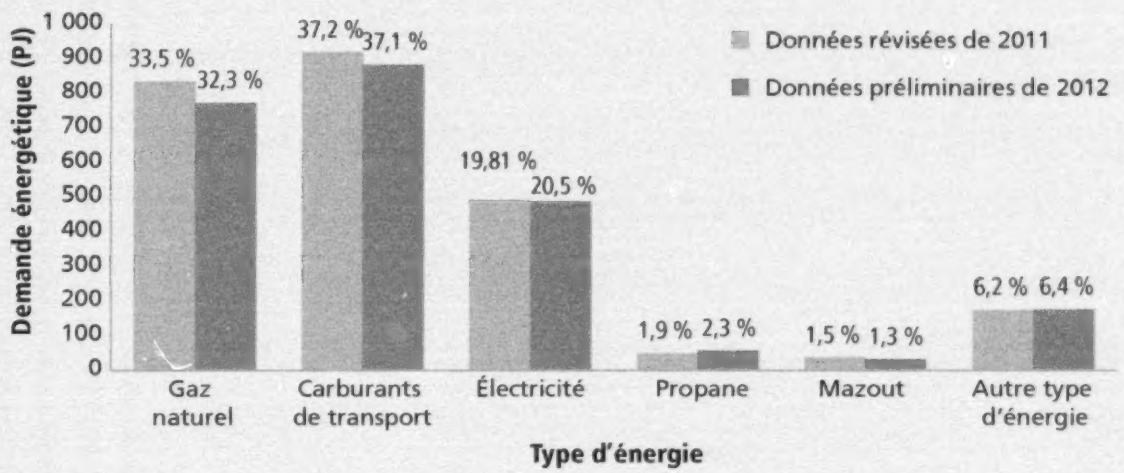


Figure 22 : Demande énergétique totale de l'Ontario en 2011 (révisée) et en 2012 (préliminaire) par type d'énergie

Remarque : La demande en mazout comprend les quantités en kérosène, en mazout pour poêles et en mazout léger; les carburants de transport comprennent des quantités d'essence automobile, d'huile combustible pour diesel, de mazout lourd, d'essence d'aviation et de carburéacteur. Les données sur le mazout et les carburants de transport sont tirées du tableau 128-0016 de CANSIM.

Source : Statistique Canada

Tableau 15 : Demande énergétique annuelle totale de l'Ontario par type d'énergie

Année	Gaz naturel (PJ)	Carburants de transport (PJ)	Électricité (PJ)	Propane (PJ)	Pétrole (PJ)	Autre combustible (PJ)	Total (PJ)
2007	892	909	548	40	41	192	2 621
2008	884	908	586	43	34	187	2 643
2009	801	897	464	38	34	152	2 387
2010	776	918	480	41	34	173	2 422
2011r	835	919	494	49	36	174	2 503
2012	773	883	487	56	31	175	2 405

r = donnée révisée par Statistique Canada depuis la publication du rapport précédent du CEO.

Remarque : Dans le BDEE, la demande énergétique totale du propane comprend la demande en carburant dont l'utilisation finale n'est pas destinée à l'énergie (76 PJ). Pour tous les autres carburants, la demande dont l'utilisation finale n'est pas l'énergie n'est pas comprise dans les quantités de la demande énergétique totale. Le tableau ci-dessus exclut les carburants dont l'utilisation finale n'est pas l'énergie. La demande en propane aux fins non énergétiques a augmenté en Ontario de 24 % entre 2010 et 2012 (voir le tableau 128-0012 de CANSIM).

Source : Statistique Canada

La demande énergétique totale en Ontario a chuté de 4 % par comparaison aux données de 2011. Bien que plus importante, la chute correspondait à la baisse de 0,6 % de la consommation d'énergie à la grandeur du Canada en 2012. La demande énergétique en Ontario a chuté dans tous les principaux secteurs de l'économie, y compris le transport (-3 %), l'industrie (< 1 %), l'agriculture (-5 %), ainsi que les secteurs commercial, institutionnel (-5 %) et résidentiel (-9 %).

Les carburants de transport demeurent la principale source de consommation d'énergie en Ontario en 2012, suivis du gaz naturel. Bien que la demande en carburants de transport représentait la même proportion de la demande énergétique totale de l'Ontario en 2012 et en 2011 (environ 37 %), la consommation totale en carburants de transport en Ontario a chuté en 2012. Presque toute la réduction de la demande énergétique en Ontario en 2012 est attribuable à une demande inférieure en carburants de transport et en gaz naturel (-36 PJ et -62 PJ, respectivement); les demandes en électricité et en mazout ont quant à elles connu de plus petites réductions. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) de l'Ontario remarquait dans sa vision sur 18 mois (de décembre 2011 au mois de mai 2013) que la demande en électricité serait modérée en 2011 et en 2012 grâce aux efforts d'économie d'énergie et qu'elle serait inférieure à la croissance économique prévue. La chute de la demande en essence automobile était la principale cause de la chute en carburant de transport et elle était vraisemblablement attribuable aux améliorations continues de l'efficacité des carburants automobiles et des prix du carburant qui ont atteint des sommets inégalés[196]. Ces données sont conformes aux prévisions de l'Office national de l'énergie sur le ralentissement de la consommation de pétrole pour les transports au cours des 20 prochaines années au Canada au profit des véhicules électriques et des carburants de remplacement.

Même si la demande en propane de l'Ontario n'a qu'une petite part de la demande totale en carburants, elle a bondi de 13 % en 2012. Le propane est un gaz naturel liquide que l'on utilise principalement pour chauffer les locaux des secteurs commercial et résidentiel. Depuis 2011, les prix élevés des liquides du gaz naturel par comparaison à celui du gaz naturel ont stimulé le développement de gaz naturel riche en liquides[197]. La consommation de carburants dans la catégorie « autre type d'énergie » demeure presque constante en 2011 et en 2012.

ANNEXE B : RÉSULTATS DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE DE 2013 POUR CHAQUE ELD

ELD	Cible		Atteintes à ce jour		
	Économies d'énergie cumulatives de 2011 à 2014	Parts des ELD dans la cible agrégée provinciale	Économies d'énergie annuelles de 2013	Économies d'énergie cumulatives de 2011 à 2014	Progrès par rapport à la cible de 2011 à 2014
	GWh	%	GWh	GWh	%
Algoma Power Inc.	7,37	0,12	0,64	3,28	44,5 %
Atikokan Hydro Inc.	1,16	0,02	0,04	0,69	59,3 %
Attawapiskat Power Corporation	0,29	0,005	0,01	0,09	30,2 %
Bluewater Power Distribution Corporation	53,73	0,9	2,78	38,55	71,8 %
Brant County Power Inc.	9,85	0,16	0,65	7,12	72,3 %
Brantford Power Inc.	48,92	0,82	5,08	43,80	89,5 %
Burlington Hydro Inc.	82,37	1,37	8,22	71,48	86,8 %
Cambridge and North Dumfries Hydro Inc.	73,66	1,23	10,95	98,19	133,3 %
Canadian Niagara Power Inc.	25,08	0,41	2,27	16,18	64,5 %
Centre Wellington Hydro Ltd.	7,81	0,13	0,69	8,54	109,4 %
Chapleau Public Utilities Corporation	1,21	0,02	0,15	1,69	139,8 %
COLLUS Power Corporation	14,97	0,25	1,69	9,61	64,2 %
Cooperative Hydro Embrun Inc.	1,12	0,02	0,22	1,39	124,1 %
E.L.K. Energy Inc.	8,25	0,14	0,65	6,93	84,0 %
Enersource Hydro Mississauga Inc.	417,22	6,95	39,44	357,69	85,7 %
ENTEGRUS	46,53	0,78	4,74	37,74	81,1 %
ENWIN Utilities Ltd.	117,89	1,96	21,42	128,45	109,0 %
Erie Thames Powerlines Corporation	22,97	0,31	5,90	25,09	109,2 %
Espanola Regional Hydro Distribution Corporation	2,76	0,05	0,16	2,99	108,3 %
Essex Powerlines Corporation	21,54	0,36	2,36	19,32	89,7 %
Festival Hydro Inc.	29,25	0,49	2,81	37,22	127,3 %
Fort Albany Power Corporation	0,24	0,004	0,01	0,07	30,5 %
Fort Frances Power Corporation	3,64	0,06	1,05	3,94	108,3 %
Greater Sudbury Hydro Inc.**	43,71	0,73	4,74	32,60	74,6 %
Grimsby Power Inc.	7,76	0,13	1,22	9,55	123,1 %
Guelph Hydro Electric Systems Inc.	79,53	1,33	8,10	101,31	127,4 %
Haldimand County Hydro Inc.	13,3	0,22	1,36	11,93	89,7 %
Halton Hills Hydro Inc.	22,48	0,37	1,24	16,23	72,2 %
Hearst Power Distribution Company Limited	3,91	0,07	0,36	1,92	49,2 %

Cible		Atteintes à ce jour		
Cible de réduction de la demande de pointe de 2014	Parts des EED dans la cible agrégée provinciale sur la demande de pointe	Réduction de la demande de pointe en 2013	Réduction perpétuelle de la demande de pointe de 2014	Part atteinte de la cible de réduction de la demande de 2014
MW	%	MW	MW	%
1,28	0,1	0,16	0,25	19,6 %
0,2	0,02	0,01	0,04	19,5 %
0,07	0,01	0,0004	0,002	2,9 %
10,65	0,8	2,60	4,58	43,0 %
3,3	0,25	0,25	0,64	19,4 %
11,38	0,86	1,85	3,71	32,6 %
21,95	1,65	6,35	9,92	45,2 %
17,68	1,33	3,21	7,27	41,1 %
6,4	0,48	1,70	2,39	37,3 %
1,64	0,12	0,69	1,13	69,0 %
0,17	0,01	0,04	0,12	71,8 %
3,14	0,24	0,52	0,90	28,8 %
0,34	0,03	0,09	0,16	47,1 %
2,69	0,2	0,28	0,67	24,8 %
92,98	6,99	33,05	50,87	54,7 %
12,12	0,91	1,37	3,22	26,6 %
26,81	2,02	8,41	13,25	49,4 %
5,22	0,32	1,08	1,77	33,9 %
0,52	0,04	0,04	0,21	40,0 %
7,19	0,54	3,33	4,18	58,2 %
6,23	0,47	0,91	2,85	45,7 %
0,05	0,004	0,0004	0,002	3,0 %
0,61	0,05	0,30	0,43	70,3 %
8,22	0,62	1,10	2,56	31,1 %
2,06	0,15	0,59	1,04	50,5 %
16,71	1,26	6,09	12,98	77,6 %
2,85	0,21	0,40	0,98	34,2 %
6,15	0,46	1,41	2,16	35,1 %
0,68	0,05	0,09	0,18	26,5 %

ELD	Cible		Atteintes à ce jour		
	Économies d'énergie cumulatives de 2011 à 2014	Parts des ELD dans la cible agrégée provinciale	Économies d'énergie annuelles de 2013	Économies d'énergie cumulatives de 2011 à 2014	Progrès par rapport à la cible de 2011 à 2014
	GWh	%	GWh	GWh	%
Horizon Utilities Corporation	281,42	4,69	27,15	240,90	85,6 %
Hydro 2000 Inc.	1,04	0,02	0,37	1,46	140,5 %
Hydro Hawkesbury Inc.	9,28	0,15	0,59	6,13	66,1 %
Hydro One Brampton Networks Inc.	189,54	3,16	22,26	146,58	77,3 %
Hydro One Networks Inc.	1 130,21	18,84	80,08	673,45	59,6 %
Hydro Ottawa Limited	374,73	6,25	42,60	332,36	88,7 %
Innisfil Hydro Distribution Systems Limited	9,2	0,15	1,30	6,85	74,5 %
Kashechewan Power Corporation	0,33	0,01	0,01	0,10	29,8 %
Kenora Hydro Electric Corporation Ltd.	5,22	0,09	0,31	1,32	25,4 %
Kingston Hydro Corporation	37,16	0,62	6,16	41,58	111,9 %
Kitchener-Wilmot Hydro Inc.	90,29	1,5	8,93	88,93	98,5 %
Lakefront Utilities Inc.	13,59	0,23	0,78	9,05	66,6 %
Lakeland Power Distribution Ltd.	10,18	0,17	0,86	8,05	79,1 %
London Hydro Inc.	156,64	2,61	15,84	157,45	100,5 %
Midland Power Utility Corporation	10,82	0,18	1,40	9,33	86,2 %
Milton Hydro Distribution Inc.	33,5	0,56	2,02	24,41	72,9 %
Newmarket - Tay Power Distribution Ltd.	33,05	0,55	3,12	31,03	93,9 %
Niagara Peninsula Energy Inc.	58,04	0,97	7,08	54,97	94,7 %
Niagara-on-the-Lake Hydro Inc.	8,27	0,14	1,01	8,58	103,7 %
Norfolk Power Distribution Inc.	15,68	0,26	1,93	12,62	80,5 %
North Bay Hydro Distribution Limited	26,1	0,44	3,03	23,43	89,8 %
Northern Ontario Wires Inc.	5,88	0,1	0,67	4,66	79,3 %
Oakville Hydro Electricity Distribution Inc.	74,06	1,23	5,23	55,73	75,3 %
Orangeville Hydro Limited	11,82	0,2	0,58	8,47	71,7 %
Orillia Power Distribution Corporation	15,05	0,25	0,95	14,17	94,1 %
Oshawa PUC Networks Inc.	52,24	0,87	5,36	33,32	63,8 %
Ottawa River Power Corporation	8,97	0,15	0,73	6,95	77,5 %
Parry Sound Power Corporation	4,16	0,07	0,14	1,65	39,8 %
Peterborough Distribution Incorporated	38,45	0,64	3,09	28,71	74,7 %
PowerStream Inc.***	407,34	6,79	52,14	377,38	92,6 %
PUC Distribution Inc.	30,83	0,51	3,93	26,87	87,2 %
Renfrew Hydro Inc.	4,86	0,08	0,25	3,87	79,7 %
Rideau St. Lawrence Distribution Inc.	5,1	0,09	0,28	5,82	114,1 %

Cible		Atteintes à ce jour		
Cible de réduction de la demande de pointe de 2014	Parts des EED dans la cible engagée provinciale sur la demande de pointe	Réduction de la demande de pointe en 2013	Réduction perpétuelle de la demande de pointe de 2014	Part atteinte de la cible de réduction de la demande de 2014
MW	%	MW	MW	%
60,36	4,54	23,18	33,68	55,8 %
0,19	0,01	0,03	0,08	42,6 %
1,82	0,14	0,15	0,42	23,0 %
45,61	3,43	8,59	14,68	32,2 %
213,66	16,06	84,23	114,46	53,6 %
85,26	6,41	22,50	38,86	45,6 %
2,5	0,19	0,69	0,86	34,3 %
0,07	0,01	0,0005	0,002	2,9 %
0,86	0,06	0,07	0,12	13,6 %
6,63	0,5	4,69	6,38	96,2 %
21,56	1,62	8,97	12,98	60,2 %
2,77	0,21	0,44	0,81	29,2 %
2,32	0,17	0,20	0,61	26,4 %
41,44	3,12	5,93	12,64	30,5 %
2,39	0,18	1,11	1,51	63,3 %
8,05	0,61	0,72	1,90	23,6 %
8,76	0,66	0,95	2,49	28,5 %
15,49	1,16	2,00	4,33	28,0 %
2,42	0,18	0,38	0,80	33,2 %
4,25	0,32	0,69	1,34	31,6 %
5,05	0,38	1,48	2,53	50,1 %
1,06	0,08	0,14	0,35	32,9 %
20,7	1,56	3,73	6,79	32,8 %
2,78	0,21	1,18	1,66	59,9 %
3,07	0,23	0,73	1,38	45,0 %
12,52	0,94	2,64	4,18	33,4 %
1,61	0,12	0,17	0,55	34,1 %
0,74	0,06	0,03	0,11	15,3 %
8,72	0,66	1,48	2,94	33,8 %
95,57	7,19	31,66	48,72	51,0 %
5,58	0,42	1,07	2,43	43,5 %
1,05	0,08	0,10	0,36	34,3 %
1,22	0,09	0,06	0,47	38,4 %

ELD	Cible		Atteintes à ce jour		
	Économies d'énergie cumulatives de 2011 à 2014	Parts des ELD dans la cible agrégée provinciale	Économies d'énergie annuelles de 2013	Économies d'énergie cumulatives de 2011 à 2014	Progrès par rapport à la cible de 2011 à 2014
	GWh	%	GWh	GWh	%
Sioux Lookout Hydro Inc.	3,32	0,06	0,21	0,93	27,9 %
St. Thomas Energy Inc.	14,92	0,25	2,70	15,69	105,2 %
Thunder Bay Hydro Electricity Distribution Inc.	47,38	0,79	7,52	31,88	67,3 %
Tillsonburg Hydro Inc.	10,25	0,17	0,37	5,84	57,0 %
Toronto Hydro-Electric System Limited	1 303,99	21,73	135,45	1 301,49	99,8 %
Veridian Connections Inc.	115,74	1,93	8,67	79,84	69,0 %
Wasaga Distribution Inc.	4,01	0,07	0,23	3,49	87,1 %
Waterloo North Hydro Inc.	66,49	1,11	6,36	54,39	81,8 %
Welland Hydro-Electric System Corp.	20,6	0,34	4,48	21,03	102,1 %
Wellington North Power Inc.	4,52	0,08	0,35	2,96	65,5 %
West Coast Huron Energy Inc.	8,28	0,14	0,27	3,03	36,6 %
Westario Power Inc.	20,95	0,35	2,02	19,68	93,9 %
Whitby Hydro Electric Corporation	39,07	0,65	3,20	25,71	65,8 %
Woodstock Hydro Services Inc.	18,88	0,31	2,28	33,33	176,6 %
TOTAL	**6 000**	**100**	**603,26**	**5 139,11**	**85,7 %**

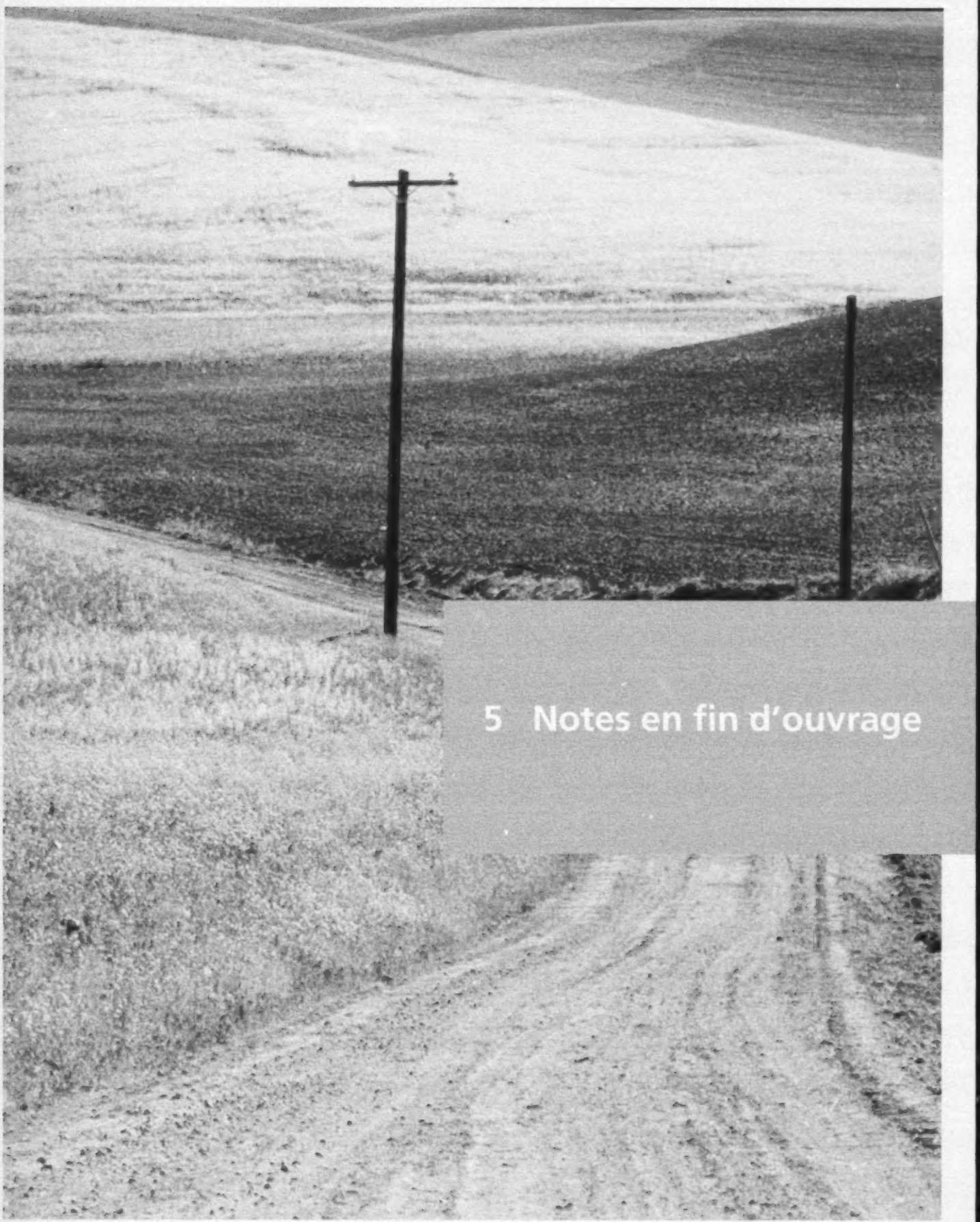
Remarques

* On présume que toutes les économies d'énergie de 2013 liées à la réponse à la demande perdureront en 2014.

** Parmi les ELD, l'entreprise Greater Sudbury Hydro Inc. est la seule qui a offert des programmes sur mesure d'économie d'énergie qui ont été approuvés et financés avant le cadre actuel d'économie d'énergie. Les économies de ces programmes ne sont pas comprises dans les résultats du tableau ci-dessus, puisque la Commission de l'énergie de l'Ontario n'a pas encore déterminé si ces économies seront calculées dans les cibles de 2014 des distributeurs. Les résultats des programmes sur mesure de l'entreprise Greater Sudbury Hydro Inc. augmenteraient les progrès des distributeurs vers l'atteinte de sa cible de réduction de la demande de pointe de 1,3 % et vers l'atteinte de sa cible d'économies d'énergie de 2014 de 10,9 %.

*** PowerStream Inc. offrait un programme sur mesure approuvé par la Commission, soit le Programme d'encouragement à la réfrigération commerciale. Les résultats de ce programme ne sont pas compris dans le tableau ci-dessus, car le programme a été lancé tard en 2013 et ils n'auraient eu alors qu'une petite répercussion sur les progrès des distributeurs vers l'atteinte de ses cibles d'économies d'énergie et de réduction de la demande de pointe.

Cible		Atteintes à ce jour		
Cible de réduction de la demande de pointe de 2014	Parts des FLD dans la cible agrégée provinciale sur la demande de pointe	Réduction de la demande de pointe en 2013	Réduction perpétuelle de la demande de pointe de 2014	Part atteinte de la cible de réduction de la demande de 2014
MW	%	MW	MW	%
0,51	0,04	0,06	0,08	16,1 %
3,94	0,3	0,64	1,28	32,4 %
8,48	0,64	2,64	3,73	44,0 %
2,29	0,17	1,71	2,06	90,0 %
286,27	21,52	93,63	150,99	52,7 %
29,05	2,18	6,34	10,38	35,7 %
1,34	0,1	0,13	0,30	22,0 %
15,79	1,19	2,78	5,38	34,1 %
5,56	0,42	6,33	7,05	126,7 %
0,93	0,07	0,06	0,23	24,9 %
0,88	0,07	0,09	0,22	25,3 %
4,24	0,32	0,48	1,39	32,8 %
10,9	0,82	3,16	4,34	39,8 %
4,49	0,34	0,57	1,96	43,7 %
1 330	**100**	**404,54**	**639,27**	**48,1 %**



5 Notes en fin d'ouvrage

Notes en fin d'ouvrage

1. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume deux),* mai 2010, p. 6. Description complète de la méthode et du mandat de déclaration du CEO.
2. D'autres comprenaient des directives sur la production d'énergie à partir de déchets, la production d'électricité autonome à partir de biomasse, l'appel d'offres de grande envergure pour les énergies renouvelables ainsi que sur le programme d'offre standard pour les producteurs d'hydroélectricité autonomes.
3. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2012 (volume deux),* p. 51-57, décembre 2013.
4. Ministère des Transports de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa demande, le 19 août 2014.
5. Ibid.
6. Ministère des Transports, communiqué de presse, *L'Ontario fait un pas vers une liaison ferroviaire à grande vitesse,* le 5 décembre 2014.
7. Gouvernement de l'Ontario, *Priorité à la conservation de l'énergie : Vision renouvelée de la conservation de l'énergie en Ontario,* page 4, juillet 2013. http://www.energy.gov.on.ca/en/files/2014/09/conservation-first-en.pdf
8. Les propositions sont tirées du document suivant : Gouvernement de l'Ontario, *Priorité à la conservation de l'énergie : Vision renouvelée de la conservation de l'énergie en Ontario,* juillet 2013. http://www.energy.gov.on.ca/en/files/2014/09/conservation-first-en.pdf. Le ministère de l'Énergie commente les progrès : Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa demande, le 18 septembre 2014. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa vérification des faits, le 9 décembre 2014. Dans tous les cas où le ministère indique qu'il mène ou compte mener une analyse ou examiner la politique ou la proposition, il ne donne aucun détail particulier.
9. Par exemple, le ministère de l'Énergie ne s'est pas servi du Registre environnemental aux fins de consultation lors de la révision du tarif de rachat garanti. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel de 2011-2012, partie 1 : Perdre le contact,* section 2.1, septembre 2013. http://www.ecoissues.ca/index.php/Losing_Touch:Games_Ministries_Play
10. Gouvernement de l'Ontario, *Priorité à la conservation de l'énergie : Vision renouvelée de la conservation de l'énergie en Ontario,* page 4, juillet 2013. http://www.energy.gov.on.ca/en/files/2014/09/conservation-first-en.pdf
11. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa demande, le 18 septembre 2014.
12. Ministre de l'Énergie, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, *Re: Amending March 31, 2014 Direction Regarding 2015-2020 Conservation First Framework,* le 23 octobre 2014. http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/MC-2014-2415.pdf
13. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Demand Side Management Guidelines for Natural Gas Utilities,* section 6.2, EB-2008-0346, le 30 juin 2011. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/Regulatory/DSM_Guidelines_for_Natural_Gas_Utilities.pdf Commission de l'énergie de l'Ontario, *Draft Report of the Board: Demand Side Management Framework for Natural Gas Distributors,* section 8.2, EB-2014-0134, le 15 septembre 2014. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2014-0134/Draft_Report_of_Board_DSM_Framework_20140915.pdf
14. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Staff Discussion Paper: On Revised Draft Demand Side Management Guidelines for Natural Gas Utilities,* section 3.5.2.2, le EB-2008-0346, le 21 janvier 2011. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2008-0346/BrdStaff_DiscPaperRevDraft_DSM_Guidelines_20110121.pdf Commission de l'énergie de l'Ontario, *Demand Side Management Guidelines for Natural Gas Utilities,* section 6.2, EB-2008-0346, le 30 juin 2011. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/Regulatory/DSM_Guidelines_for_Natural_Gas_Utilities.pdf

15. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010 (volume deux)*, section 3.1, décembre 2011. http://www.ecoissues.ca/index.php/Progress_on_Selected_Energy_Conservation_Initiatives_2010

16. Office de l'électricité de l'Ontario et Harris/Decima, *Ontario Power Authority Culture of Energy Conservation Market Research 2013*, présentation, page 8, sans date. http://powerauthority.on.ca/sites/default/files/Culture%20of%20Energy%20Conservation%202013%20Market%20Research%20Report.pdf

17. Même si le Plan énergétique à long terme n'a été publié que trois mois avant l'étude sur le potentiel atteignable, l'OEO a indiqué qu'il s'est servi de l'étude pour déterminer la cible du PELT. Voir : http://www.powerauthority.on.ca/news/conservation-achievable-potential-study.

18. Le modèle prévisionnel de l'OEO sur l'utilisation finale a été créé en 2009. À ce moment, l'année 2004 représentait l'année la plus récente pour laquelle on avait accès à des données complètes de l'Ontario sur la consommation. Par conséquent, l'année 2005 est la première année pour laquelle les estimations du potentiel technique et économique sont issues du modèle prévisionnel sur l'utilisation finale.

19. Afin de réussir le test économique, les mesures devaient être positives (c.-à-d., > 1) selon le test du coût total des ressources (TCTR) du modèle prévisionnel de l'OEO sur l'utilisation finale. Les mesures supplémentaires qui échouent au test ou qui n'étaient pas incluses dans le modèle ont été ajoutées à l'étude, si le conseiller déterminait que le marché de l'Ontario allait vraisemblablement adopter les mesures au cours de la période de l'étude. L'étude indique que les prochaines mises à jour pourraient comprendre une analyse de la sensibilité et définir une fourchette des valeurs limites du test du coût total des ressources afin d'analyser l'incidence du test du TCTR sur les estimations du potentiel technique. Le TCTR réalisé dans le cadre de cette étude ne tient pas compte des avantages de l'économie d'énergie non liés à l'énergie, puisque l'étude a été réalisée avant la directive du 23 octobre 2014 du ministère de l'Énergie selon laquelle les analyses des coûts-avantages devraient inclure un 15 % supplémentaire pour reconnaître les avantages de l'économie d'énergie non liés à l'énergie, dont les avantages environnementaux.

20. Compte tenu de la nature de longue durée de l'étude, certains éléments de l'évaluation du potentiel technique tiennent naturellement de la spéculation. Par exemple, il est vraisemblable que les coûts de certaines mesures d'économie d'énergie chuteront dans le futur au fur et à mesure que la technologie s'améliore, que la part du marché grandit et que les nouvelles mesures seront offertes. L'étude modélise les progrès technologiques en prétendant dans certains cas que des degrés d'efficacité encore plus élevés qu'à l'heure actuelle seront accessibles dans l'avenir à des coûts semblables aux produits d'efficacité énergétique que l'on connaît.

21. Les experts du secteur comprennent des fournisseurs et leur association professionnelle, des clients, des ingénieurs professionnels et des administrateurs de programmes.

22. L'étude n'a pas présenté explicitement des résultats pour l'année 2020. On a déterminé le potentiel d'économie maximal pour 2020 en fonction du taux de prévision de la croissance des économies entre 2017 (13,1 TWh) et 2022 (20,7 TWh); il serait de 17,6 TWh. Cette quantité se compose des économies des codes et normes (4,3 TWh), des programmes de GDE en vigueur de 2004 à 2014 dont les économies perdureraient en 2015-2020 (3,0 TWh), d'autres économies indues (0,3 TWh), de la GDE des clients raccordés au réseau de transport (1,4 TWh) et des programmes de GDE menés par les ELD (8,6 TWh). Selon l'OEO, il a été déterminé que la cible de 7 TWh du Cadre Priorité à la conservation de l'énergie est le « point milieu » entre les valeurs du potentiel atteignable minimal (inconnu) et du potentiel atteignable maximal (8,6 TWh).

23. Office de l'électricité de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa demande, le 23 octobre 2014.

24. ICF Marbek, *Achievable Potential: Estimated Range of Electricity Savings from Energy Efficiency and Energy Management*, le 26 mars 2014.

25. Accessible sur le site Web de l'OEO : http://www.powerauthority.on.ca/opa-conservation/conservation-first-framework-tool-kit/planning-process-and-tools

26. La prochaine étude sur le potentiel atteignable sera terminée d'ici le 1er juin 2016. Voir : ministre de l'Énergie, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, *2012-2020 Conservation First Framework*, le 31 mars 2014, section 6.2. http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/MC-2014-856.pdf

27. Gouvernement de l'Ontario, *Achieving Balance Ontario's Long Term Energy Plan,* le 6 décembre 2013.

28. Gouvernement de l'Ontario, *Achieving Balance Ontario's Long Term Energy Plan,* page 4, le 6 décembre 2013.

29. Office de l'électricité de l'Ontario, *Long Term Energy Plan 2013,* information détaillée et classée sur le PELT. http://www.powerauthority.on.ca/power-planning/long-term-energy-plan-2013

30. La dernière centrale alimentée au charbon de l'Ontario, soit la centrale de Thunder Bay, a cessé d'utiliser le charbon en avril 2014.

31. Dans sa réponse à la demande du CEO, le ministère a indiqué que le rapport sur l'énergie en Ontario serait publié tous les trimestres.

32. Depuis la publication du Plan, le ministère a mené une séance de consultation en septembre 2014 afin de présenter quatre options préliminaires afin d'offrir le financement à même la facture aux clients résidentiels et aux petites entreprises à partir de 2015. Les options comprennent autant la prestation obligatoire que volontaire du financement à même la facture par les ELD ou les services de distribution de gaz naturel. Le ministère cherche actuellement à obtenir les commentaires des intervenants et n'a pas encore arrêté son choix sur une solution favorite.

33. Les centrales nucléaires de Darlington et de Bruce devront être fermées durant plusieurs années pour subir d'importants travaux d'entretien et la centrale nucléaire de Pickering sera mise hors service.

34. Les ressources de la catégorie « souplesse planifiée » fourniront 6 % de la puissance installée de l'Ontario en 2025 et moins de 1 % de la production totale d'électricité en 2032.

35. La cible est une cible d'économie annuelle qui se rapporte à la quantité d'économie réalisée en 2032 par rapport à l'année de référence 2005. La cible d'économie d'électricité de 2020 fixée à 7 TWh pour les programmes fournis par les ELD sert de cible provisoire partielle, mais ne comprend pas toutes les catégories d'activités d'économie comprises dans la cible du PELT.

36. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa demande, septembre 2014.

37. On prévoit que la demande de pointe nette en 2025 sera de l'ordre de 24 429 MW.

38. L'OEO a dressé une liste des cinq types de ressources de réponse à la demande qui seront utilisées pour réduire de 10 % la demande de pointe d'ici 2025 (environ 2 400 MW) : les programmes de réponse à la demande actuels, les nouvelles ressources de réponse à la demande qu'il reste encore à élaborer, la tarification en fonction de l'heure d'utilisation, le projet industriel d'économie d'énergie et les charges pouvant être réparties entre les clients contractuels du marché. Le CEO souligne que les économies réalisées grâce à la tarification en fonction de l'heure d'utilisation (les prévisions indiquent 250 MW pour 2025) étaient déjà comprises dans le calcul de la demande de pointe brute à la demande de pointe nette. Par conséquent, la tarification en fonction de l'heure d'utilisation ne constituera pas une ressource de la réponse à la demande pour produire des économies et réduire la demande de pointe nette.

39. Ministre de l'Énergie de l'Ontario, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, *Continuance of the OPA's Demand Response Program under IESO management,* le 31 mars 2014. http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/MC-2014-853.pdf

40. Ministre de l'Énergie de l'Ontario, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, *Re: Renewable Energy Program,* le 12 juin 2013. http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/MC-2013-1450-DirectionRenewableEnergyProgram.pdf

41. Ministre de l'Énergie de l'Ontario, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, *Moving Forward with Large Renewable Energy Projects, Renewable Energy Projects in Remote First Nation Communicates and Energy Storage,* le 16 décembre 2013 http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/December-16-2013-Directive-Renewable-Energy.pdf

42. Même si le ministère de l'Énergie a signalé que le rapport sur l'énergie en Ontario sera publié tous les trimestres, il n'est pas indiqué clairement si les cibles seront révisées tous les ans ou tous les trimestres.

43. Le ministère de l'Énergie a également présenté la consommation en carburant de l'Ontario pour l'année civile 2011 (ce qui constituait les données les plus récentes à ce moment) dans le rapport du gouvernement de l'Ontario *Des choix éclairés : Examen du Plan énergétique à long terme de l'Ontario.* La figure 1 du rapport est tirée des données contenues dans le tableau CAMSIM 128-0016 et complétées par le tableau 127-0004 afin de présenter la consommation actuelle de carburant par les utilisateurs. Cette interprétation montre que la consommation d'électricité représentait 26 % de la consommation en carburant de l'Ontario en 2011.

44. Gouvernement de l'Ontario, Règlement de l'Ontario 424/04 sur le Plan pour le réseau intégré, pris en application de la *Loi de 1998 sur l'électricité.*

45. Gouvernement de l'Ontario, *Loi de 1998 sur l'électricité,* sous-alinéas 25.30(2)(4) et (1).

46. Gouvernement de l'Ontario, *Ontario's Long Term Energy Plan, Building Our Clean Energy Future,* page 64, le 23 novembre 2010.

47. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa demande, septembre 2014.

48. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa demande, septembre 2014.

49. Par exemple, voir : http://canadagazette.gc.ca/rp-pr/p2/2014/2014-01-15/pdf/g2-14802.pdf à la page 219 pour connaître les prévisions d'économies d'énergie attribuables au remplacement des ampoules incandescentes par des systèmes d'éclairage plus efficaces.

50. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie – 2012 (volume deux),* page 16, décembre 2013.

51. Gouvernement de l'Ontario, *Ontario's Long Term Energy Plan, Building Our Clean Energy Future,* page 64, le 23 novembre 2010.

52. L'Office de l'électricité de l'Ontario a le pouvoir de prolonger le financement des programmes 2011-2014 dans l'année 2015 à titre de mesure transitoire si nécessaire. Voir : ministère de l'Énergie de l'Ontario, orientation pour l'Office de l'électricité de l'Ontario, le 21 décembre 2012 : http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/page/Dec21Direction-CDMFramework.pdf

53. Ministre de l'Énergie de l'Ontario, directive pour la Commission de l'Énergie de l'Ontario, le 26 mars 2014 : http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/Documents/Directive_to_the_OEB_20140326_CDM.pdf

54. Ministre de l'Énergie de l'Ontario, directive pour l'Office de l'électricité de l'Ontario, *Re: 2015-2020 Conservation First Framework,* le 31 mars 2014 : http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/MC-2014-856.pdf

55. Ministre de l'Énergie de l'Ontario, directive pour la Commission de l'Énergie de l'Ontario, *Re: Amending March 31, 2014 Direction Regarding 2015-2020 Conservation First Framework,* le 23 octobre 2014 : http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/MC-2014-2415.pdf

56. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2011* (volume deux), p. 42, et 2010 (volume un), p. 32.

57. Office de l'électricité de l'Ontario, *Implementing the Conservation First Framework LDC Engagement Sessions, Consultation Summary Report from Regional LDC Engagement Sessions,* juin 2014. http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/conservation/Conservation-First-Framework-Summary-Report-w-Appendix.pdf

58. La production d'électricité hors réseau est considérée comme de l'économie d'énergie puisqu'elle permet une utilisation plus efficace de l'énergie sans pertes dans les réseaux de transport et de distribution et encourage les consommateurs qui disposent d'appareils de production d'électricité à jouer un rôle prépondérant dans leur consommation d'électricité. En ce qui a trait aux projets de production d'électricité hors réseau à l'échelle de la province, les directives de l'OEO limitent l'admissibilité aux projets de récupération de l'énergie perdue et à la CCÉ au gaz ou au propane d'une envergure suffisante pour répondre à la charge thermique de l'installation : http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/conservation/Eligible-BMG-Rules-Draft-v1.pdf

59. Si la solution ou l'expérience client offerte par un programme local diffèrent de manière considérable et substantielle de celles des programmes des distributeurs à l'échelle de la province ou régionaux pour la période 2011-2014, la mesure ou le programme ne sera pas considéré comme un double. Les définitions de considérable et substantielle, afin de déterminer les doubles, sont décrites dans le document d'orientation de l'OEO : http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/conservation/Avoiding-Duplication-Guideline-draft-v1.pdf

60. Même si la répartition des cibles comprenait un élément résidentiel et non résidentiel, les ELD sont seulement responsables d'atteindre leur cible totale sur la GDE.

61. En 2012, les économies d'électricité réalisées coûtaient environ 3,9 sous par kilowattheure. Voir : Office de l'électricité de l'Ontario, *2012 Conservation Results,* décembre 2013.

62. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2012* (volume deux), page 35, décembre 2013. Dans le tableau 7, la rentabilité des programmes d'économie d'énergie commerciaux (TRC 1.8, PAC 2.8) et industriels (TRC 4.0, PAC 1.2) s'est améliorée en 2012, tandis qu'elle a baissé pour les programmes résidentiels (TRC 1.0, PAC 1.3).

63. Toute mesure incitative versée lors de l'examen à mi-parcours sera déduite de ce montant.

64. Le versement de mesures incitatives à mi-parcours s'applique seulement à la part de la cible d'un distributeur qui a été allouée au mécanisme de recouvrement total des coûts. Lorsque deux ELD ou plus ont collaboré à la réalisation d'économies, un incitatif financier sera versé à mi-parcours si les ELD participantes ont réalisé collectivement au moins 50 % de leurs cibles agrégées. Les économies réalisées avant le 31 décembre 2017 devront persister au moins jusqu'au 31 décembre 2020 pour être considérées comme admissibles à un versement à mi-parcours.

65. Si une ELD a réalisé un progrès de 50 % ou moins, un « recours » administratif pourrait être appliqué jusqu'à ce que les progrès dépassent 50 %. Des « recours » supplémentaires pourraient également être appliqués si la prestation de programmes par l'ELD ne s'avère pas rentable, notamment un mentorat par d'autres ELD ou fournisseurs de services, un appui de la part de l'OEO, des rencontres entre les hauts dirigeants de l'OEO et l'ELD, l'élaboration d'un plan d'amélioration du rendement par l'ELD ou encore des exigences de déclaration accrues pour celle-ci. Des ajustements potentiels pourraient être effectués par l'OEO si le progrès d'une ELD vers l'atteinte du recouvrement total des coûts se situe entre 35 et 50 % entre 2015 et 2017 et si sa prestation de programmes n'est pas rentable. Des années 2018 à 2020, des recours financiers pourraient être appliqués. Voir l'entente sur l'économie d'énergie pour connaître tous les détails.

66. Dans une présentation à l'intention du comité consultatif d'intervenants sur le programme Priorité à la conservation de l'énergie, l'OEO a indiqué que seuls trois distributeurs n'ont pas enregistré de résultats rentables pour le cadre 2011-2014. En vertu du nouveau Cadre, ces ELD auraient vraisemblablement été admissibles à une exemption de l'exigence de rentabilité : http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/page/Conservation-First-Framework-Update_0.pdf

67. L'OEO s'engage à approuver dans un délai de 30 jours des plans sur la GDE soumis conjointement par au moins deux distributeurs. Dans le cas d'un plan de GDE soumis par un distributeur, la période d'approbation est de 60 jours. Le délai est interrompu si l'OEO a besoin d'autres renseignements et il se poursuit dès que l'OEO estime que l'ELD a répondu à sa demande d'information. http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/framework/CDM-Plan-Submission-Review-Criteria-Rules-Draft-v1.pdf

68. Les obligations de l'entente sur l'économie d'énergie n'entreront en vigueur que lorsque le plan sur la GDE d'un distributeur est approuvé.

69. Les données de mesure pour les technologies d'économie dans les protocoles ont été mises à jour en 2014.

70. La directive n'indique pas clairement si les ELD devront présenter un rapport annuel à la Commission. L'OEO soumettra probablement des résultats à la Commission pour qu'elle les publie.

71. Office de l'électricité de l'Ontario, réponse à la demande de renseignements du CEO, le 12 septembre 2014.

72. L'OEO a supposé les coûts suivants par unité d'économie : pour la période 2015-2020, 3,5 à 4 sous par kilowattheure (¢/kWh); pour 2021-2025, 4 à 4,5 ¢/kWh; et pour la période 2026-2032, 4,5 ¢/kWh. Voir : http://powerauthority.on.ca/sites/default/files/planning/LTEP-2013-Module-4-Cost.pdf - diapositive 13

73. Par exemple, les mesures d'économie liées au comportement, telles que l'abaissement de la température, la limitation de l'éclairage extérieur aux usages nécessaires et l'augmentation de la température de l'air conditionné se classaient parmi les 20 mesures résidentielles les plus rentables dans l'étude sur le potentiel atteignable. Voir : ICF Marbek, *Achievable Potential, Estimated Range of Electricity Savings Through Future Ontario Conservation Programs – Residential Sector,* annexe 59, le 26 mars 2014.

74. L'effet qu'aura cette mesure est discutable. Même avec les strictes mesures de responsabilisation qui font de l'atteinte des cibles une condition à l'obtention de permis par les ELD, plusieurs de ces dernières prévoient qu'elles n'atteindront pas au moins leur cible de réduction de la demande de pointe pour le cadre 2011-2014. Ultimement, ces ELD contreviendront aux conditions relatives à leurs permis, mais la Commission n'a pas encore indiqué quelles mesures elle prendra à ce titre.

75. Office de l'électricité de l'Ontario, *Filing Requirements for Electricity Distribution Rate Applications,* chapitre 5, pages 19 à 25, le 17 juillet 2013.
En termes d'orientation gouvernementale sur la planification au niveau des ELD, la section 5 de la directive de mars 2014 à l'intention de la CENO sur le cadre du programme *Priorité à la conservation de l'énergie* n'a fourni aucune indication spécifique à la Commission sur les étapes à suivre pour donner la priorité à l'économie d'énergie dans la planification de l'infrastructure de distribution. La directive ajoute une mise en garde qui pourrait être utilisée pour rendre l'économie d'énergie moins prioritaire que la production ou le transport d'électricité. La priorité devrait être accordée à l'économie d'énergie seulement lorsqu'elle est rentable et ne compromet pas la fiabilité du réseau. L'économie d'énergie est presque toujours l'option la moins coûteuse, mais on peut affirmer que la production est l'option la plus fiable, mais souvent la plus onéreuse. Cet élément de la planification n'est toujours pas résolu et le ministère s'est contenté de faire de vagues promesses en affirmant qu'il travaillerait de pair avec la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) afin d'accorder la priorité à l'économie d'énergie dans les processus de planification de la distribution, et ce, autant pour les distributeurs d'électricité que de gaz naturel (PELT, p. 27). Il est nécessaire de clarifier le mandat de la CENO qui consiste à favoriser l'économie d'énergie puisque les cibles sur l'économie d'énergie des ELD ne font plus partie des exigences de permis et que la Commission n'a pas le pouvoir d'un code sur la GDE.

76. Ministre de l'Énergie de l'Ontario, lettre remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario et à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, le 6 mai 2013.

77. Ministère de l'Énergie, communiqués de presse, *Le nouveau gouvernement de l'Ontario renforce la planification relative à l'énergie,* le 6 mai 2013.

78. Ministère de l'Énergie, communiqué de presse, *Ontario Improving Decision-Making on Large Energy Projects: Government Implementing Changes to Regional Planning and Siting,* le 8 octobre 2013.

79. Ministère de l'Énergie, communiqué de presse, *Regional Planning,* le 2 décembre 2013.

80. Gouvernement de l'Ontario, communiqué de presse, *L'Ontario collabore avec les collectivités pour assurer l'avenir énergétique propre,* le 30 mai 2013.

81. Office de l'électricité de l'Ontario, *Large Renewable Procurement – Request for Proposals (LRP I RFP) Framework,* sans date, page 4.

82. Ministère de l'Énergie, communiqué de presse, *Statement from Ontario Minister of Energy,* le 7 août 2013; ministère de l'Énergie, communiqué de presse, *OPA-IESO Planning and Siting Recommendations,* le 8 octobre 2013; ministère de l'Énergie, communiqué de presse, *Regional Planning,* le 2 décembre 2013; ministère de l'Énergie, communiqué de presse, *Ontario Improving Decision-Making on Large Energy Projects,* le 8 octobre 2013.

83. Dossiers de la CENO n° EB-2010-0377, EB-2010-0378, EB-2010-0379, EB-2011-0043 et EB-2011-0004.

84. *Planning Process Working Group Report to the Board* (préparé pour la Commission de l'énergie de l'Ontario), *The Process for Regional Infrastructure Planning in Ontario,* le 17 mai 2013.

85. L'étude préliminaire sur la portée (sous-région sud-ouest de la RGT) menée dans le cadre du processus IRRP a révélé qu'un troisième résultat semble aussi possible, où l'OEO détermine que la planification régionale n'est finalement pas nécessaire et renvoie la balle au transporteur sans qu'il ne soit nécessaire d'élaborer un RIP ou un processus IRRP.

86. La participation du public dans l'élaboration des RIP s'effectue à deux étapes, soit à l'étape de l'évaluation de la portée et à l'étape du projet. Les processus IRRP comprennent des occasions semblables pour que le public puisse faire part de ses commentaires. L'OEO affiche brièvement (durant deux semaines) un rapport préliminaire sur le processus d'évaluation de la portée pour obtenir les commentaires du public, qui seront pris en considération avant de finaliser le Scoping Assessment Outcome Report. Ce point décisif s'avère capital afin de déterminer si l'économie ou la production d'énergie seront envisagées comme solutions de rechange aux investissements dans les lignes de transport. Si ces solutions de rechange sont écartées à cette étape, il est peu probable qu'elles soient réexaminées ultérieurement dans le processus. L'autre étape importante de participation se produit lorsque les projets liés au transport contenus dans un RIP font l'objet d'une évaluation environnementale ou d'une audience de la CENO à propos des détails spécifiques du projet.
Des améliorations ont été apportées par la CENO afin d'accroître la transparence des documents d'information dans le processus RIP. Le transporteur joindra le rapport sur l'évaluation de la portée à son plan d'infrastructure régional (RIP) et en avertira le public. Il devra également régulièrement présenter des rapports sur l'avancement du RIP afin d'accroître la responsabilisation.

87. L'OEO utilise le terme « solution intégrée sur les ressources » pour signifier qu'un mélange d'économie, de production et de transport d'électricité peut être utilisé pour répondre aux besoins régionaux. L'économie d'électricité peut signifier devoir utiliser moins de puissance, déplacer l'utilisation à des heures différentes, ou encore recourir à des installations hors réseau de production décentralisée à petite échelle qui font en sorte qu'il faudra construire moins de grandes centrales de production d'électricité centralisée.

88. Le rapport commun de l'OEO et de la SIERÉ a fait plusieurs recommandations pour accroître la participation du public dans la planification et les choix des emplacements. Cependant, leur adoption n'est pas encore complétée dans les faits puisque les premiers plans régionaux sont toujours à l'étape du développement et que le processus continue d'évoluer. La possibilité de procéder à un examen public du processus IRRP et de le commenter risque de susciter l'intérêt du public à y prendre part (il n'y a pas de possibilité comparable de commenter un RIP préliminaire).

89. Le rapport répondait à ces objectifs interprétés, sauf qu'il ne comprenait pas les conseils du Comité permanent puisque celui-ci n'avait pas encore présenté son rapport. La lettre de directives du ministre exigeait que le rapport sur la planification régionale reflète les recommandations du Comité permanent de la justice. Puisque le Comité permanent de la justice était en train d'examiner l'annulation des deux centrales alimentées au gaz naturel et n'avait pas encore déposé ses constatations lorsque l'OEO et la SIERÉ ont publié leur rapport, les agences se sont contentées de prendre en note et de répéter les occasions qui existent déjà dans le processus de planification actuel pour faire participer les collectivités au choix des emplacements, mais sans y apporter d'améliorations.

90. Office de l'électricité de l'Ontario et Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Engaging Local Communities in Ontario's Electricity Planning Continuum*, page 4, le 1er août 2013.

91. Les municipalités qui ont passé la première série de demandes d'approbation avec succès sont les suivantes : la municipalité de Chatham-Kent, la ville de Kingston, la ville de Markham, la ville de Newmarket, la ville de Temiskaming Shores, la ville de Vaughan, la municipalité de Wawa et la ville de Woodstock. Le gouvernement reçoit toujours de nouvelles demandes pour les deux volets suivants : un financement pour l'élaboration d'un nouveau plan énergétique municipal. Les candidats sélectionnés recevront 50 % des coûts admissibles, jusqu'à un maximum de 90 000 $; un nouveau financement pour améliorer un plan énergétique déjà en place. Les candidats sélectionnés recevront 50 % des coûts admissibles, jusqu'à un maximum de 25 000 $. Les plans énergétiques municipaux aideront les municipalités à évaluer la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre (GES) de leur collectivité, à déterminer les occasions d'économiser l'énergie, d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire les émissions de GES, à envisager les répercussions de la croissance à venir, et finalement, à appuyer le développement économique local.

92. Systèmes d'énergie de qualité pour les villes de demain, *Advancing Integrated Community Energy Planning in Ontario: A Primer,* 2013.

93. Lorsque la solution proposée est une centrale d'énergie ou une ligne de transport, le choix de l'*emplacement* fait référence à l'emplacement géographique (une parcelle de terre physique ou une emprise) où l'infrastructure sera construite. Il peut découler d'un processus RIP ou IRRP ou encore d'une directive ministérielle.

94. Ministère de l'Énergie, communiqué de presse, *New Ontario Government Strengthens Energy Planning,* le 6 mai 2013.

95. La *Loi sur l'énergie verte* exempte les projets de production d'énergie renouvelable du règlement sur le zonage local.

96. Il est possible qu'il y ait ici un fossé qui demande des explications, par exemple l'économie d'énergie pour réduire la demande de pointe. Formuler des prévisions est une étape essentielle du processus IRRP et le PELT propose d'utiliser des programmes de réponse à la demande (déplacement des charges) afin de répondre à 10 % de la demande de pointe d'ici 2025. Le rapport de la CENO, *The Process for Regional Infrastructure Planning in Ontario,* annexe 9, souligne que les pointes régionales ne coïncident pas nécessairement avec les pointes dans l'ensemble de la province, et les deux prévisions ne correspondent pas nécessairement l'une à l'autre à moyen et long termes.

97. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements fournis au CEO en réponse à sa demande, le 9 août 2014.

98. La réponse à la demande industrielle et la tarification en fonction de l'heure de la consommation ne sont pas comprises dans les cibles sur la GDE des ELD, et certains soutiennent que les ELD ont peu d'intérêt à offrir le programme *peakSAVER* puisqu'il n'est pas comptabilisé pour l'atteinte de leurs cibles.

99. Dans l'audience de la CENO EB-2013-0192 visant à modifier le permis de l'OEO afin d'y intégrer ses obligations en matière de planification régionale, des intervenants ont affirmé qu'en plus de la production, du transport et de la distribution de l'énergie, le stockage de l'énergie devrait compter parmi les options comprises dans la définition d'un IRRP. La CENO a convenu que les investissements dans le stockage de l'énergie devraient être compris dans la définition, mais a préféré utiliser une terminologie plus générale et a donc utilisé le terme « autres projets pour le réseau d'électricité » dans la définition d'un processus IRRP compris dans le permis de l'OEO.

100. Office de l'électricité de l'Ontario et Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Engaging Local Communities in Ontario's Electricity Planning Continuum,* page 33, le 1er août 2013.

101. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Gérer de nouvelles difficultés, rapport annuel 2013-2014,* pages 144-152, octobre 2014; Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *L'importance d'an(Non)cer, rapport annuel 2007-2008,* pages 28-48, octobre 2009.

102. À l'heure actuelle, si les coûts liés au transport sont inclus, la fracturation hydraulique aux États-Unis permet d'obtenir du gaz de schiste moins dispendieux que celui issu des sources traditionnelles d'approvisionnement dans l'Ouest canadien. Puisque les distributeurs de gaz naturel revendent le gaz au prix coûtant et qu'ils transfèrent simplement le coût aux clients (ils tirent les recettes seulement de la livraison), toute économie sous forme de coût inférieur pour le produit de base serait refilée aux consommateurs de gaz naturel.
À l'audience de la CENO, le Conseil des Canadiens a dit que l'Ontario ne devrait pas soutenir les investissements qui encouragent la fracturation hydraulique pour extraire le gaz naturel (même si elle s'effectue ailleurs). La CENO a rejeté cet argument en disant qu'aucun règlement en Ontario, ni au Canada n'interdit la production ou le transport de gaz de schiste et qu'il ne s'agit pas là d'un motif raisonnable suffisant pour que la CENO rejette la demande. Le CEO a souvent écrit au sujet des inquiétudes environnementales liées à la possible pratique de la fracturation hydraulique en Ontario; son article le plus récent se trouve dans le rapport suivant : Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Servir le public, rapport annuel de 2012-2013,* section 4.7, septembre 2013. http://www.ecoissues.ca/index.php/Shale_Gas_Regulate_Before_Fracking_Begins

103. Enbridge Gas Distribution, *EB-2012-0451 Application and Evidence,* Exhibit A, Tab 3, Schedule 1, le 15 avril 2013. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/378356/view/Enbridge_APPL_GTA%20Project_Exhibit%20A_20130722.PDF

104. Enbridge Gas Distribution, *EB-2012-0451 Application and Evidence,* Exhibit A, Tab 3, Schedule 1, page 12, le 15 avril 2013. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/378356/view/Enbridge_APPL_GTA%20Project_Exhibit%20A_20130722.PDF

105. La Commission des normes techniques et de la sécurité recommande que la pression d'exploitation du pipeline demeure inférieure à 30 % de la limite d'élasticité précisée de la tuyauterie dans les régions peuplées. Au-delà de cette pression, les pipelines endommagés par l'excavation sont plus susceptibles de se rompre complètement, au lieu de fuir à des points d'impact précis.

106. Green Energy Coalition, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Submission, *Green Energy Coalition (GEC) Final Argument,* le 15 novembre 2013. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/416871/view/GEC_Subs_GTA_Pipelines20131115.PDF
Environmental Defence, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Submission, *Submissions and Compendium of Environmental Defence,* le 14 novembre 2013. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/416853/view/ED_SubmissionsAndCompendium_131114.PDF

107. Enbridge Gas Distribution, *EB-2012-0451 Application and Evidence,* Exhibit A, Tab 3, Schedule 7, le 15 avril 2013. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/416853/view/ED_SubmissionsAndCompendium_131114.PDF

108. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Decision and Order, le 30 janvier 2014. Une partie de la proposition d'Union Gas (le pipeline de Brantford-Kirkwall) est conditionnelle à ce que la CENO approuve le projet King's North de TransCanada. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/424174/view/dec_order_Enbridge_Union_GTA-Parkway_20140130.PDF

109. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Decision and Order, page 45, le 30 janvier 2014. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/424174/view/dec_order_Enbridge_Union_GTA-Parkway_20140130.PDF

110. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Decision and Order, page 46, le 30 janvier 2014. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/424174/view/dec_order_Enbridge_Union_GTA-Parkway_20140130.PDF

111. Les enjeux que la CENO soulève en particulier et susceptibles de faire l'objet d'un examen au cours d'une revue de la planification intégrée des ressources sont la possibilité d'une gestion ciblée de la demande, le rôle des nouveaux tarifs de rechange et les charges susceptibles à l'interruption, l'évaluation des risques et les mesures incitatives des intervenants.

112. Commission de l'énergie de l'Ontario, E.B.O.169-III Report of the Board, *A Report on the Demand-Side Management Aspects of Gas Integrated Resource Planning,* le 23 juillet 1993.

113. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Decision and Order, page 46, le 30 janvier 2014. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/424174/view/dec_order_Enbridge_Union_GTA-Parkway_20140130.PDF

114. Enbridge Gas Distribution, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Reply Argument, *Reply Argument of Enbridge Gas Distribution Inc.,* page 33, le 25 novembre 2013. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/418261/view/EGDI_ReplyARG_20131125.PDF

115. Le fait d'avoir un cadre réglementaire en place ne garantit en rien que la planification intégrée des ressources sera en réalité faite. Par exemple, on prétend dans la demande sur la planification à long terme des ressources de Fortis BC de 2014 que les mesures d'économie d'énergie diminuent la consommation totale de gaz naturel, mais qu'il est impossible de prédire précisément leurs répercussions sur la demande de pointe en gaz naturel. Cet argument est pratiquement identique à celui qu'Enbridge a écrit dans sa demande sur le pipeline de la RGT.

Le plan de Fortis écarte alors la gestion de la demande et de l'économie d'énergie comme mesure de rechange aux investissements en infrastructure d'approvisionnement et il est prétendu que cette méthode respecte les exigences juridiques de planification de la Colombie-Britannique.

116. Ministre de l'Énergie, directive remise à la Commission de l'énergie de l'Ontario, le 26 mars 2014. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/Documents/Directive_to_the_OEB_20140326_CDM.pdf

117. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2014-0134 Report, *Draft Report of the Board: Demand Side Management Framework for Natural Gas Distributors,* le 15 septembre 2014. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2014-0134/Draft_Report_of_Board_DSM_Framework_20140915.pdf

118. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2014-0134 Report, *Draft Report of the Board: Demand Side Management Framework for Natural Gas Distributors,* page 5, le 15 septembre 2014. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2014-0134/Draft_Report_of_Board_DSM_Framework_20140915.pdf
Le « facteur de charge (load factor) » est le rapport entre la demande moyenne imposée sur le réseau et la demande de pointe. Il mesure l'utilisation du réseau (un rapport de 1 représente une utilisation maximale). Tel qu'il est souligné, le rapport du réseau actuel d'Enbridge est d'environ 1/3 dans la RGT. Les coûts en infrastructure sont largement influencés par la demande de pointe. Par conséquent, un facteur de charge supérieur réduit les coûts fixes de l'infrastructure par unité de gaz naturel livré. À l'instar des lignes aériennes et des hôtels, les réseaux sont les plus profitables lorsqu'ils sont exploités aussi près que possible de la pleine capacité.

119. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2014-0134 Report, *Draft Report of the Board: Demand Side Management Framework for Natural Gas Distributors,* page 9, le 15 septembre 2014. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2014-0134/Draft_Report_of_Board_DSM_Framework_20140915.pdf

120. M. Kent Elson, avocat de l'organisme Environmental Defence, a contre interrogé le personnel d'Enbridge lors de l'audience de la CENO. Tout comme le plaidoyer d'Environmental Defence, ce contre-interrogatoire est particulièrement instructif puisqu'il révèle certains problèmes dans la méthodologie de prévision d'Enbridge. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Hearing Transcripts, Volume 5, pages 4-24, le 24 septembre 2013.
http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/410753/view/
Environmental Defence, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Submission, *Submissions and Compendium of Environmental Defence,* pages 8-16, le 14 novembre 2013. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/416853/view/ED_SubmissionsAndCompendium_131114.PDF

121. Coalition de l'énergie des écoles, EB-2012-0451, EB-2012-0433, EB-2013-0074 Submission, *Final Argument of the School Energy Coalition,* page 7, le 15 novembre 2013. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/416928/view/SEC_EGDUnionLTC_FinalArg_20131115.PDF

122. Jay Shepherd Professional Corporation, lettre, *Re: EB-2014-0116 – Gas DSM Framework – Working Group,* le 30 juillet 2014. http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/444927/view/SEC_Comments_DSM_Working%20Group_20140730.PDF

123. En fait, il est proposé dans l'ébauche du cadre de réduire les mesures incitatives offertes aux distributeurs pour les programmes de gestion axée sur la demande. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2014-0134 Report, *Draft Report of the Board: Demand Side Management Framework for Natural Gas Distributors,* section 6, le 15 septembre 2014. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2014-0134/Draft_Report_of_Board_DSM_Framework_20140915.pdf

124. Office de l'électricité de l'Ontario, rapport, *OPA Prescriptive Measures and Assumptions List,* page 5, janvier 2014.
http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/OPA-Prescriptive-Measures-Assumptions-2014.pdf

125. Ce n'est pas le cas dans le secteur de l'électricité. Le transfert de la demande de pointe signifie qu'une partie de l'électricité produite au moyen des centrales aux faibles émissions de carbone (p. ex., l'énergie nucléaire, hydroélectrique, renouvelable, etc.) pourrait remplacer celle produite au moyen de combustibles fossiles, ce qui permettrait de réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur.

126. Le réseau est aussi conçu pour fournir une certaine quantité d'énergie de réserve pour couvrir toute perte de courant soudaine ou inattendue.

127. Remarque : le prix de l'électricité reflète seulement une partie de la facture d'électricité; d'autres facteurs, comme les frais de distribution et la redevance de liquidation de la dette, affectent également la facture d'un client.

128. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010 (volume un),* page 24, juin 2011.

129. Il existe une exception pour les petits consommateurs qui ne bénéficient pas du régime de la GTR et qui ont conclu une entente relative à la vente au détail. Ces clients voient l'ajustement général sur une ligne distincte de leur facture.

130. Le reste des clients utilise un système de tarification à paliers.

131. Ahmad Faruqui, Phil Hanser, Ryan Hledik, Jenny Palmer, The Brattle Group, livre blanc, *Assessing Ontario's Regulated Price Plan,* le 8 décembre 2010. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2010-0364/Report-Assessing%20Ontarios%20Regulated%20Price%20Plan.pdf

132. Ahmad Faruqui, Phil Hanser, Ryan Hledik, Jenny Palmer, The Brattle Group, livre blanc, *Assessing Ontario's Regulated Price Plan,* le 8 décembre 2010. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2010-0364/Report-Assessing%20Ontarios%20Regulated%20Price%20Plan.pdf

133. Commission de l'énergie de l'Ontario, rapport du personnel remis à la CENO, *Review of the Structure and Price Settling Methodology for Time-of-Use Prices,* page 4, 25 mars 2011. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2010-0364/TOU_Consultation_Staff_Report_20110331.pdf

134. Commission de l'énergie de l'Ontario, rapport du personnel remis à la CENO, *Review of the Structure and Price Settling Methodology for Time-of-Use Prices,* page 8, 25 mars 2011. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2010-0364/TOU_Consultation_Staff_Report_20110331.pdf

135. Commission de l'énergie de l'Ontario, rapport du personnel remis à la CENO, *Review of the Structure and Price Settling Methodology for Time-of-Use Prices,* page 8, 25 mars 2011. http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2010-0364/TOU_Consultation_Staff_Report_20110331.pdf

136. La réactivité aux prix se rapporte à une analyse d'élasticité. L'élasticité saisit la relation entre le prix d'un produit et le volume de la demande pour ce produit ou la relation entre le prix d'un produit et la demande pour un autre produit. Dans cette étude, deux types d'élasticité ont fait l'objet d'une estimation : 1) le changement du ratio des tarifs en période de pointe et en période creuse à la suite d'une modification de 1 % du ratio de prix; 2) le changement dans la consommation mensuelle moyenne à la suite d'une modification de 1 % du prix mensuel moyen.
L'incidence économique comprend l'élasticité de substitution entre les périodes de tarification et l'élasticité globale du prix de la demande.

137. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 18 septembre 2014.

138. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 18 septembre 2014.

139. ChallengePost, Inc., fourni par MaRS et commandité par le gouvernement de l'Ontario, site Web, *Energy Apps for Ontario Challenge – Powered by Smart Grid.* http://energyappsontario.challengepost.com/. Consulté le 12 novembre 2014.

140. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 18 septembre 2014.

141. Les clients de la catégorie A ont la possibilité de se soustraire à cette initiative s'ils le souhaitent.

142. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Allocation of Global Adjustment*, diapositive 6, le 31 mars 2010.
http://www.ieso.ca/Documents/consult/sac/sac-20100331-Allocation-of-Global-Adjustment.pdf

143. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010 (volume un)*, page 27, juin 2011.
http://www.eco.on.ca/index.php/en_US/pubs/energy-conservation-reports/cdm10v1-managing-a-complex-energy-system

144. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 23 octobre 2014.

145. La nouvelle centrale électrique Napanee a une capacité de production de 900 MW et sera adjacente à la centrale électrique Lennox. Elle devrait être en service d'ici 2018.

146. L'ajustement général des clients de catégorie A est fondé sur le pourcentage de leur utilisation durant les cinq heures fatidiques de la demande de pointe sur une période de référence. À la fin de la période de référence, la somme des demandes de pointe correspondantes d'un client est divisée par la somme des demandes de pointe du système provincial afin de calculer le facteur de demande de pointe (FDD) du client. Ce facteur est utilisé pour déterminer les frais d'ajustement général qui sont calculés en multipliant le total des frais d'ajustement général mensuel par le FDD du client pour la période liée à l'ajustement en question.
Les réductions efficaces de la charge pendant les cinq heures fatidiques au cours d'une période de référence feront diminuer le FDD du client pour la prochaine période de référence, ce qui a une incidence générale favorable sur la facture d'un client de catégorie A.

147. Ces chiffres ne comprennent pas les participants potentiels qui sont maintenant admissibles en raison de la baisse du seuil de consommation, lequel est passé de 5 MW à 3 MW.
Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 18 septembre 2014.

148. Office de l'électricité de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 7 novembre 2014.

149. L'estimation de 500 millions de dollars pour la transition des coûts entre les clients de catégorie A et ceux de catégorie B est fondée sur la comparaison des frais d'ajustement général réels payés par les clients de catégorie A (http://www.ieso.ca/Pages/Ontario's-Power-System/Electricity-Pricing-in-Ontario/Global-Adjustment.aspx) par rapport à la quantité qu'ils auraient payé si l'ajustement général était déterminé en fonction du volume de consommation, en présumant que les clients de catégorie A représentent 17 % de la consommation totale.

150. Navigant Consulting Ltd. (préparé pour la Société indépendante d'exploitation du réseau électrique), *Global Adjustment Review*, le 23 janvier 2014.
http://www.ieso.ca/documents/consult/se106/se106-20140128-Global_Adjustment_Review_Report.pdf

151. Le Règlement de l'Ontario n° 126/14 a modifié le Règlement de l'Ontario n°429/04, et a été déposé le 1er mai 2014.
La modification de l'IEEMI étend la portée de la catégorie A aux clients qui détiennent ou exploitent une installation de charge classée dans l'une des catégories suivantes du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord : 21 (extraction minière, exploitation en carrière, et extraction de pétrole et de gaz); 31 à 33 (fabrication); 1114 (culture en serre et en pépinière, et floriculture); 493120 (entreposage frigorifique); 518 (traitement de données, hébergement de données et services connexes).

152. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 18 septembre 2014.

153. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 18 septembre 2014.

154. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 23 octobre 2014.

155. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010 (volume un)*, page 27, juin 2011. http://www.eco.on.ca/index.php/en_US/pubs/energy-conservation-reports/cdm10v1-managing-a-complex-energy-system

156. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 6 novembre 2014.
Office de l'électricité de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 7 novembre 2014.

157. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 6 novembre 2014.

158. Supposons par exemple qu'un client dont la demande totale d'électricité est de 300 MW adhère au P3RD à raison de 100 MW, et qu'il a démontré par le passé une tendance à réduire sa consommation à 250 MW lors des cinq heures fatidiques. Si l'activation du P3RD correspond aux cinq heures fatidiques, le client ne pourrait évidemment pas réduire sa consommation de 350 MW puisque cela surpasse sa consommation totale.

159. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 6 novembre 2014.

160. Indirectement, en réduisant le pourcentage des frais d'ajustement général qui sont fondés sur la consommation au cours des cinq heures fatidiques.

161. Certaines cibles comprennent une date de fin des activités d'économie d'énergie, d'autres précisent les économies d'énergie d'un secteur en particulier ou d'une catégorie de clients. Bien qu'il ne soit pas précisé si la quantité d'énergie représente les économies nettes, à moins d'un avis contraire, le CEO présume qu'il en est ainsi (p. ex., économies ajustées en fonction d'autres facteurs et des participants qui auraient de toute façon adopté le moyen d'économiser l'énergie).

162. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, Rapport annuel sur les progrès *liés à l'économie d'énergie, 2011 (volume deux)*, page 15, décembre 2012.

163. Les données ne sont pas normalisées en fonction des conditions météorologiques et ne peuvent donc pas être comparées d'une année à l'autre. Les données proviennent de 8 131 compteurs d'électricité et de 5 711 compteurs de gaz naturel.

164. Les valeurs provinciales sur l'intensité énergétique que le CEO a déjà déclarées sont différentes des valeurs de cette année. Le ministère de l'Éducation a précisé que la base de données sur la consommation d'énergie est une base active. Par conséquent, tous les changements, comme l'ajout de nouveaux sites ou de compteurs, auront une incidence sur les données et les calculs sur l'intensité énergétique.

165. Réduction des émissions de GES par rapport à l'année de référence

		Consommation de carburants de transports (litres et kilotonnes d'éq.-CO_2 [GES])	Voyages aériens (milles aériens parcourus et GES)	Émissions des installations* (information fournie par le MDEEI, éq.-CO_2 [GES])
Quantité d'énergie de base (2006)		41 365 508 litres 98,3 (KT) de CO_2	29 197 253 3,67 (KT) de CO_2	Année de référence 2006 **175,991 (KT) d'éq.-CO_2
Consommation énergétique annuelle pour la 1re année (2009-2010)		37 638 885 litres 89,4 (KT) de CO_2	23 732 087 2,98 (KT) de CO_2	Année civile 2009
Consommation énergétique annuelle pour la 2e année (2010-2011)		37 897 815 litres 90,1 (KT) de CO_2	24 579 468 3,08 (KT) de CO_2	Année civile 2010
Consommation énergétique annuelle pour la 3e année (2011-2012)		36 858 804 litres 87,6 (KT) de CO_2	23 377 226 2,94 (KT) de CO_2	Année civile 2011
Consommation énergétique annuelle pour la 4e année (2012-2013)		34 656 113 litres 82,3 (KT) de CO_2	21 722 619 2,74 (KT) de CO_2	Année civile 2012 ***132,957 (KT) d'éq.-CO_2
Consommation énergétique annuelle pour la 5e année (2013-2014)		33 867 331 litres 80,5 (KT) de CO_2	23 782 638 3,00 (KT) de CO_2	Année civile 2013 ****122,944 (KT) d'éq.-CO_2
Pourcentage de réduction	2009-2010	-9,0 % (L par rapport à l'année de réf.) -9,05 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	-18,8 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	AC 2009
	2010-2011	-8,38 % (L par rapport à l'année de réf.) -8,34 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	-16,1 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	AC 2010
	2011-2012	-10,89 % (L par rapport à l'année de réf.) -10,89 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	-19,9 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	AC 2011
	2012-2013	-16,22 % (L par rapport à l'année de réf.) -16,22 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	-25,6 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	AC 2012 - 24,5 % CO_2 par rapport à l'année de référence
	2013-2014	-18,1 % (L par rapport à l'année de réf.) -18,1 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	-18,2 % (CO_2 par rapport à l'année de réf.)	AC 2013 -30,1 % CO_2 par rapport à l'année de référence

REMARQUES SUR LE TABLEAU

* Les données sur la consommation d'énergie dans les installations sont présentées en fonction des années civiles et elles comprennent les données relatives à la consommation de tous les types de carburants (p. ex., l'électricité, le gaz naturel, la vapeur, le mazout, etc.).

** Le changement du portefeuille immobilier n'affectera en rien la référence. Les rajustements à la référence se font en fonction de la norme du WRI pour les rapports d'entreprise.

*** Les valeurs des années de déclaration précédentes (2012 dans le cas présent) ont été mesurées depuis le dernier cycle de rapports précédent où elles étaient estimées. Les valeurs sont estimées à cause du délai dans la mise à jour des facteurs d'émission.

**** L'année de déclaration en cours (2013 dans le cas présent) est fondée sur une estimation des données relatives aux facteurs d'émission fournie par le ministère de l'Énergie. Les données réelles seront présentées dans le prochain rapport annuel.

Remarques complémentaires – Émissions des installations :

On a retiré des données des années 2009-2011 afin d'harmoniser les rapports annuels sur l'énergie. Il serait nécessaire de mettre à jour chaque ensemble de données de la période 2009-2011 chaque fois que l'année de référence change, ce qui créerait une importante charge de travail. La structure actuelle des rapports décrit les progrès vers l'atteinte des cibles, les données réelles par rapport aux années précédentes et une estimation pour le rapport de l'année en cours. Il ne serait pas très utile de mettre à jour les données des années passées.

Les données sur l'énergie (GWh) ont été omises, puisque le MDEEI ne fait pas de rapport sur l'énergie pour les ministères gardiens. Toutes les données sur l'énergie sont disponibles dans les rapports annuels respectifs de chacun des ministères.

Les facteurs d'émissions sont réajustés annuellement selon les publications de Ressources naturelles Canada. Le facteur d'émission de 2013 s'appuie sur les estimations du ministère de l'Énergie.

Les chiffres indiqués couvrent les installations gérées par Infrastructure Ontario, les installations du modèle de diversification des modes de financement et de l'approvisionnement, ainsi que les installations gérées par les ministères gardiens (notamment, le MSCSC, le MSEJ, le MTO, le MRN et l'EDU).

Les différences de consommation d'une année à l'autre en ce qui a trait aux :

- efforts d'économie déployés par IO pour l'atteinte des cibles;
- changements d'ordre opérationnels et dans l'utilisation des programmes.
- Nouvelle consommation nette du modèle de diversification des modes de financement et de l'approvisionnement. Les installations ajoutées de 2009 à aujourd'hui doivent respecter de strictes lignes directrices sur l'énergie. Toutefois, elles ont toutes été construites après l'année de référence 2006. La consommation s'est simplement ajoutée à la consommation totale.

166. En septembre 2014, le Bureau d'écologisation de la FPO a précisé au CEO que la date de fin pour la cible de réduction de 19 % des gaz à effet de serre par rapport à l'année de référence 2006 d'ici à 2014 est prévue pour la fin de l'exercice financier 2014-2015 et non l'exercice financier 2013-2014. Il avait été déterminé dans les rapports du CEO des années antérieures que la date de fin serait le 31 mars 2014 et que la période à laquelle elle s'appliquait s'étendait du 1er avril 2009 au 31 mars 2014 (cette information précédente était tirée de discussions antérieures avec le Bureau d'écologisation de la FPO).

167. La somme équivaut à 98,24 GWh d'économies rapportées entre 2002-2003 et 2012.

168. Les cibles précédentes du PELT de 2015 étaient les suivantes :
Cible de 2015 : économie de 4 550 MW dans la demande de pointe et économies d'énergie de 13 TWh (année de référence 2005).
Cible de 2020 : économie supplémentaire de 1 290 MW dans la demande de pointe et économies d'énergie de 8 TWh (cibles annuelles de 5 840 MW et de 21 TWh).
Cible de 2025 : économie supplémentaire de 860 MW dans la demande de pointe et économies d'énergie de 4 TWh (cibles annuelles de 6 700 MW et de 25 TWh).
Cible de 2030 : économie supplémentaire de 400 MW dans la demande de pointe et économies d'énergie de 3 TWh (cibles annuelles de 7 100 MW et de 28 TWh).

169. On suppose ici que le contrat de la réponse à la demande demeure en vigueur jusqu'en 2014 (voir la section 3.3 pour obtenir des détails).

170. Ministère des Transports de l'Ontario, renseignements remis au CEO pour répondre à sa demande, le 19 août 2014.

171. Obtenez de plus amples renseignements sur le document *Demand Side Management Guidelines for Natural Gas Utilities* et la manière dont son cadre politique a joué sur les types de programmes d'économie d'énergie que proposent les distributeurs en consultant le document suivant :
Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2012 (volume deux)*, section 2.2, décembre 2013.
http://www.eco.on.ca/uploads/Reports-Energy-Conservation/2013v2/Building_Momentum_V2.pdf

172. Tous les détails sur le rendement des programmes d'économie de gaz naturel en 2013 sont présentés dans les rapports annuels d'Enbridge et d'Union sur la gestion axée sur la demande :
Enbridge Gas Distribution, *2013 DSM Annual Report*, le 26 août 2014.
Union Gas, *Final Demand Side Management 2013 Annual Report*, le 4 novembre 2014.

173. Les types de cibles et la formule pour calculer ces cibles sont décrits dans les plans triennaux des distributeurs. Les cibles numériques sont souvent ajustées d'une année à l'autre en partie en fonction des résultats de l'année précédente.

174. Voici les trois catégories de programmes : (1) programmes d'acquisition des ressources (axés sur les économies d'énergie directes et mesurables grâce à l'équipement éconergétique); (2) programmes d'économie d'énergie des ménages à faible revenu (axés habituellement sur les économies d'énergie directes; (3) programmes de transformation du marché (conçus pour simplifier les changements de fond qui permettront aux services et aux produits éconergétiques d'obtenir de meilleures parts du marché à long terme). Les programmes d'Union pour les grands consommateurs sont aussi des programmes d'acquisition des ressources, mais ils ont leurs propres cibles. Les catégories de ces programmes sont définies dans le rapport suivant : Commission de l'énergie de l'Ontario, *Demand Side Management Guidelines for Natural Gas Utilities*, EB-2008-0346, le 30 juin 2011.
http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/Regulatory/DSM_Guidelines_for_Natural_Gas_Utilities.pdf

175. Une donnée de remplacement pour l'importance de chaque cible est l'incitatif maximal que les distributeurs peuvent toucher s'ils atteignent la cible. L'incitatif maximal est proportionnel au budget de cette catégorie de programmes, multiplié par la pondération de la cible.

176. Les « économies de gaz naturel à vie » sont la quantité de gaz naturel qui sera économisée grâce à tous les produits d'efficacité énergétique installés en 2013 dans le cadre des programmes d'acquisition des ressources pendant la durée de vie de ces produits.

177. Le CEO a fait rapport sur ces résultats : Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2011 (volume deux), Rétablir l'équilibre, Résultats*, section 2.2, décembre 2012.
http://www.eco.on.ca/uploads/Reports-Energy-Conservation/2012v2/12CDMv2.pdf

178. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2013-0109 Decision and Order, page 39, le 27 mars 2014.
http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/431205/view/dec_order_Union_ESM_20140327.PDF

179. Commission de l'énergie de l'Ontario, EB-2013-0352 Decision and Order, page 7, le 1er mai 2014.
http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/436566/view/dec_order_Enbridge%20DSMVA_20140501.PDF

180. Optimal Energy, *Independent Audit of Enbridge Gas Distribution 2013 DSM Program Results Final Report*, le 24 juin 2014.

181. Consultez le rapport suivant pour obtenir de plus amples renseignements sur le rôle des taxes d'améliorations locales (TAL) comme outil de financement pour les projets d'efficacité énergétique :
Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie – 2012 (volume un), Créer une dynamique*, section 5, septembre 2013.
http://www.eco.on.ca/uploads/Reports-Energy-Conservation/2013v1/13CDMv1.pdf

182. Par comparaison, au cours de la période 2011 à 2013, les programmes d'économie d'électricité ont généré environ 1,20 $ en économies par dollar dépensé.

183. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2011 (volume deux)*, section 3.2, décembre 2012.
http://www.eco.on.ca/uploads/Reports-Energy-Conservation/2012v2/12CDMv2.pdf
Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2012 (volume deux)*, section 3.2, décembre 2013.
http://www.eco.on.ca/uploads/Reports-Energy-Conservation/2013v2/Building_Momentum_V2.pdf

184. La quantité de financement récupéré grâce aux frais d'ajustement général en 2013 pour les projets d'économie d'énergie était de 335 163 249,86 $. Cette somme ne correspond pas exactement à la quantité des dépenses déclarées pour les programmes provinciaux d'économie d'énergie et les programmes propres à l'OEO. La différence est largement attribuable au moment, c'est-à-dire que ce sont les frais d'ajustement général qui couvrent les fonds d'administration pour l'économie d'énergie lorsqu'ils sont remis aux ELD, mais ils ne sont pas déclarés dans les dépenses totales avant que l'ELD ait dépensé ces fonds dans les activités d'économie d'énergie.

185. La formule dont on se sert pour calculer les résultats cumulatifs de 2011 à 2014 accorde une pondération supplémentaire aux résultats des années précédentes (les projets de 2011 comptent pour quatre années d'économies d'énergie, les projets de 2012 comptent pour trois années, les projets de 2013 comptent pour deux années et ceux de 2014 , pour une année), ce qui signifie que les ELD doivent avoir atteint 90 % de leur cible à la fin de 2012 pour être en mesure d'atteindre la cible prévue.

186. Ministre de l'Énergie, orientation remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, *Re: Continuance of the OPA'S Demand Response Program Under IESO Management*, le 31 mars 2014.
http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/MC-2014-853.pdf

187. PowerStream Inc., *Conservation and Demand Management 2013 Annual Report*, le 30 septembre 2013.
http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/451068/view/PowerStream%202013%20Annual%20CDM%20Report%20to%20OEB_20140930.PDF

188. En août 2013, le ministre de l'Énergie a ordonné à l'OEO d'augmenter l'admissibilité au Programme d'accélération pour le secteur industriel pour y inclure les quelques clients commerciaux et institutionnels raccordés au réseau de distribution, car ces clients étaient auparavant inadmissibles aux programmes d'économie d'énergie. Ces mesures incitatives pour les clients serviront à financer des projets comme la modernisation et la construction de nouveaux édifices.
Bob Chiarelli, ministre de l'Énergie, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, *Re: Administrative Matters Related to Renewable Energy and Conservation Programs*, le 16 août 2013. http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/page/DirectionAdministrativeMatters-renewables-Aug16-2013.pdf

189. Ministre de l'Énergie, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, *Re: Industrial Accelerator Program*, le 25 juillet 2014.
http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/Jul-25-14-Industrial-Accelerator-Program.pdf

190. Les économies des clients qui se sont inscrits au projet peaksaver avant 2011 et qui ne se sont pas convertis au programme peaksaver PLUS des ELD sont comptées dans cette catégorie.

191. Statistique Canada, *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules*, tableaux de données 128-0016.
http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retrLang=eng&id=1280016&pattern=&csid=

192. On a apporté des changements méthodologiques pour améliorer la qualité des données de l'Enquête annuelle sur la consommation industrielle d'énergie. Notamment, on a créé une nouvelle enquête en 2009, soit l'Enquête annuelle sur les distributeurs secondaires de produits pétroliers raffinés, pour alimenter le BDEE en données et faire le suivi sur la consommation de diesel, de mazout léger, de mazout lourd et d'essence automobile.

193. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2012 (volume deux)*, annexe A.

194. Statistique Canada, *catalogue no 57-003-X, Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, 2011, révisé*, le 27 janvier 2014.

195. Les « autres types d'énergie » comprennent le charbon, les produits dérivés du charbon, la vapeur et les produits raffinés du pétrole qui ne servent pas aux transports. Voir le tableau de données CANSIM 128-0016 pour connaître tous les détails sur les produits pétroliers raffinés non destinés au transport.

196. Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2013 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035,* novembre 2013, p. 33. https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2013/2013nrgftr-fra.pdf

197. Office national de l'énergie et Bureau de la concurrence, *Examen du marché du propane,* le 25 avril 2014. http://www.rncan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/files/pdf/propane/PropaneFinalReport-fra.pdf

5 Notes en fin d'ouvrage

Commissaire à
l'environnement
de l'Ontario

Commissaire à l'environnement de l'Ontario
1075, rue Bay, bureau 605
Toronto (Ontario) M5S 2B1
Tél. : 416-325-3377
Téléc. : 416-325-3370
1-800-701-6454

www.eco.on.ca

ISSN (imprimé) : 1923-2241
ISSN (en ligne) : 1923-225X
ISSN (électronique) : 1923-2268

Disponible en français

Certifié

Procédé sans chlore

100 % fibres postconsommation

Recyclable là où les installations nécessaires existent

BIO GAZ ÉNERGIE
Source d'énergie verte

FSC
RECYCLÉ
Papier fait à partir de matériaux recyclés
FSC® C004191